

УДК 622.831.312

**ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ
ГЕОРГИЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
С ЦЕЛЬЮ АНАЛИЗА ТЕКУЩЕЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ
И ОБОСНОВАНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ДОСТИЖЕНИЮ
ПРОЕКТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ**

**CREATION OF DIGITAL MODELS
OF THE GEORGIEVSKOYE FIELD
IN ORDER TO ANALYZE THE CURRENT DEVELOPMENT
OF OIL RESERVES AND SUBSTANTIATE MEASURES
TO ACHIEVE THE DESIGN OIL RECOVERY FACTOR**

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Демченко Александр Валерьевич

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
avdemchenkmail@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of oil and gas engineering
Department named after professor
G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Demchenko Alexander Valerievich

Postgraduate Student,
Kuban state technological university
avdemchenkmail@gmail.com

Аннотация. В статье приведены сведения о геологическом строении залежи и физико-химических свойствах пластовых флюидов, выполнен анализ текущей выработки запасов нефти Георгиевского месторождения и обоснование мероприятий по достижению проектного коэффициента нефтеизвлечения на основе построения геолого-гидродинамической модели, и сделаны выводы о возможных направлениях по доработке данного объекта.

Ключевые слова: цифровые геологические модели; обоснование объёмных сеток и параметров модели; построение структурных моделей залежей; построение литологических моделей залежей; построение модели насыщения пластов флюидами; оценка достоверности геологической модели; построение цифровой фильтрационной модели.

Annotation. The article provides information on the geological structure of the reservoir and the physicochemical properties of reservoir fluids, analyzes the current oil reserves of the Georgievskoye field and substantiates measures to achieve the design oil recovery factor based on building a geological and hydrodynamic model, and concludes on possible directions for further development of this object.

Keywords: digital geological models; substantiation of volume grids and model parameters; creation of structural models of deposits; creation lithological models of deposits; creation a model of reservoir saturation with fluids; assessment of the reliability of the geological model; creation of digital filtration model.

Ц ифровые геологические модели

Анализ текущего состояния разработки и обоснование мероприятий по эффективной довыработке запасов нефти Георгиевского месторождения основаны на построенной нами постоянно-действующей геолого-технологической модели месторождения.

Построение геологической модели залежей майкопского (P_3) и кумского (P_2km) горизонтов осуществлено в программном комплексе «Petrel» фирмы «Schlumberger».

Моделирование включало следующие этапы:

- построение структурно-тектонического каркаса;
- создание литологической модели;
- создание петрофизической модели;
- подсчёт запасов УВС.

Для майкопского и кумского горизонта построены отдельные геологические модели.

Обоснование объёмных сеток и параметров модели

Объёмная сетка формировалась на этапе Pillar Gridding. Размерность сетки, учитывая размеры месторождения и расстояние между скважинами, принята по латерали для майкопского горизонта 25×25 м, для кумского горизонта 50×50 м.

Основным критерием при выборе размерности по вертикали являлась детальность геологической модели и возможность гидродинамического моделирования (ограничение общего количества ячеек в модели) (табл. 1).

Таблица 1 – Размерность геологической модели Георгиевского месторождения

Объект	Количество ячеек			Количество ячеек в модели	Размерность ячеек, м	Средняя толщина ячеек, м	Тип разбиения
	по X	по Y	по Z				
P ₃	119	41	30	146370	25×25	1,07	пропорциональный
P _{2km}	168	36	400	2419200	50×50	0,78	пропорциональный

Построение структурных моделей залежей

На этапе структурного моделирования залежи майкопского горизонта построены структурные поверхности кровли и подошвы с учётом линии выклинивания. Структура подошвы пласта выполнена в согласии с опорной кровлей и разделяющих их толщин.

Для залежи кумского горизонта смоделировано два разлома. На этапе структурного моделирования пласта кумских отложений построены поверхности кровли и условной подошвы продуктивных пород. Структурные модели пластов представлены на рисунках 1 и 2.

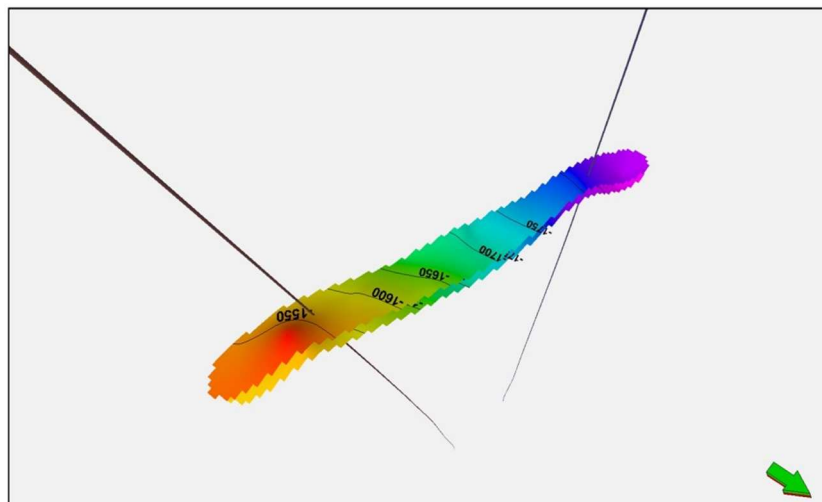


Рисунок 1 – Структурная модель пласта P₃

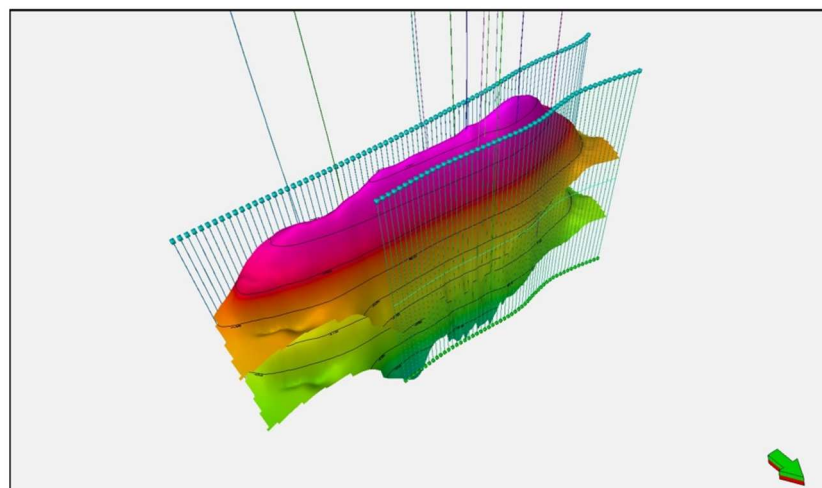


Рисунок 2 – Структурная модель пласта P_{2km}

Построение литологических моделей залежей и распределение фильтрационно-емкостных свойств

Этап литологического моделирования майкопского пласта включал в себя распределение дискретных параметров (коллектор, неколлектор) – на геометрическую сетку осреднена дискретная кривая литологии, в которой для майкопского пласта: индекс 1 – коллектор, индекс 0 – неколлектор, для кумского пласта: индекс 0 – неколлектор, индекс 1 – коллектор трещинно-порового типа, индекс 2 – коллектор трещинного типа. Куб литологии (модель распространения продуктивных пропластков) продуктивных пластов построен с применением модуля «Facies modeling» стохастическим методом.

Для наиболее корректного построения кубов литологии (соответствия статистических данных куба скважинным данным) радиусы корреляции подобраны индивидуально для каждого пласта.

Параметры вариограмм для трёхмерного распределения литологии, использовавшиеся при моделировании, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Радиусы корреляции, использованные при построении литологии

Пласт	Код фации	Основной радиус	Второстепенный радиус	Радиус по вертикали	Азимут	Тип вариограммы
P ₃	Коллектор (1)	200	200	6	0	Spherical
	Неколлектор (0)	200	200	6	0	Spherical
P _{2km}	Коллектор трещинно-порового типа (1)	1000	1000	10	0	Exponential
	Коллектор трещинного типа (2)	1000	1000	10	0	Exponential
	Неколлектор (0)	1000	1000	10	0	Exponential

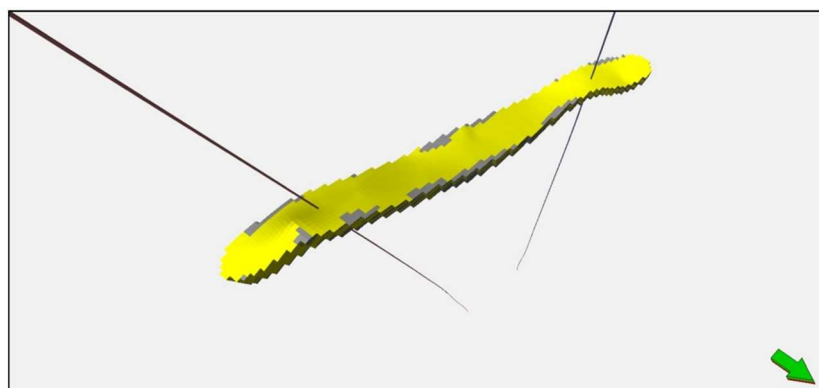


Рисунок 3 – Литологическая модель пласта P₃

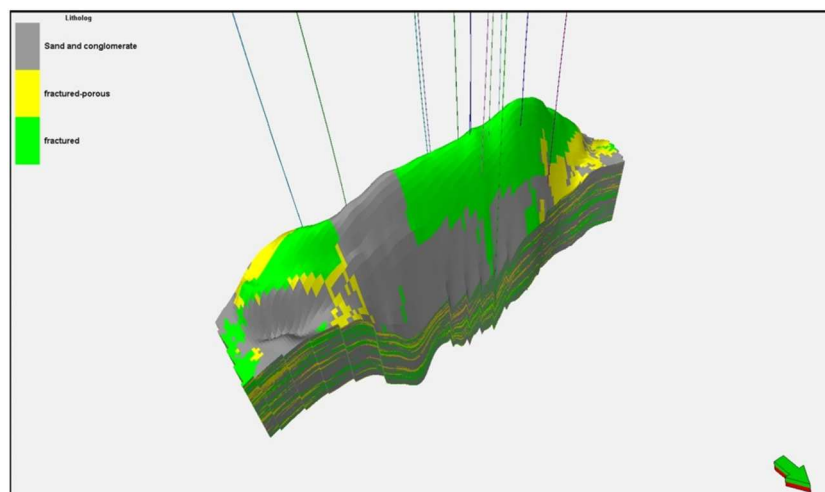


Рисунок 4 – Литологическая модель пласта P_{2km}

Ввиду недостаточного количества определений по пластам параметр пористости построен путём присвоения констант. Для залежи майкопского горизонта – 0,17 доли ед., для залежи кумского горизонта для коллектора трещинно-порового типа – 0,107 доли ед., для коллектора трещинного типа – 0,009 доли ед.

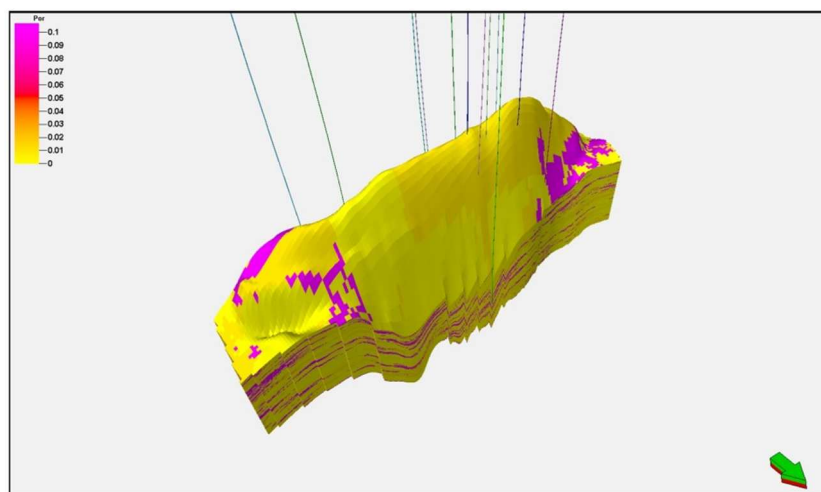


Рисунок 5 – Куб пористости пласта P₂km

Построение модели насыщения пластов флюидами

Параметр нефтенасыщенности в модели для пластов ввиду недостаточного количества определений, распределялся путем присвоения констант для майкопского продуктивного пласта – 0,57 доли ед., для кумского продуктивного пласта – 0,7 доли ед.

Подсчёт геологических запасов углеводородного сырья

Запасы углеводородов в 3D модели рассчитаны объёмным методом, который является основным методом подсчёта запасов согласно действующей инструкции ГКЗ. Запасы рассчитаны по формуле:

$$Q_{\text{нзз}} = \delta_{\text{н}} \cdot b \cdot \sum_{x=1}^n \sum_{y=1}^m \sum_{z=1}^k (V_{\text{н}}),$$

где $V_{\text{н}} = h_{\text{эф,н}(i)} \cdot K_{\text{п}(i)} \cdot K_{\text{н}(i)} \cdot S_i$ – объём нефти в ячейке сетки в пластовых условиях, м³; $h_{\text{эф,н}(i)}$ – нефтенасыщенная толщина в ячейке модели, м; $K_{\text{п}(i)}$ – пористость коллектора в ячейке модели, доли ед.; $K_{\text{н}(i)}$ – коэффициент нефтенасыщенности в ячейке модели, доли ед.; S_i – площадь ячейки, м²; $\delta_{\text{н}}$ – плотность нефти в стандартных условиях, т/м³.

Объём нефтенасыщенного коллектора $V_{\text{к}}$ определён по цифровым кубам доли коллекторов, при суммировании V_i в ячейках сетки соответствующих полигонов и с учётом модели контактов флюидов.

Подсчёт запасов в модели произведен с помощью модуля «Volume calculation».

Оценка достоверности геологической модели

Состояние запасов нефти числящихся на Государственном балансе РФ по Георгиевскому месторождению, представлено в таблице 3.

Для оценки достоверности геологической модели продуктивных пластов Георгиевского месторождения проведено сравнение начальных геологических запасов нефти, подсчитанных в ходе геологического моделирования, с величинами, числящимися на Государственном балансе.

Сравнительный анализ величин начальных геологических запасов нефти, подсчитанных в ходе геологического моделирования и числящихся на Государственном балансе, по залежам и по месторождению в целом, показал, что разница не превышает 5 % (табл. 4). Это доказывает достоверность построенной геологической модели согласно методическим указаниям.

Таблица 3 – Сводная таблица подсчётных параметров, запасов нефти Георгиевскому месторождению

Показатели	Пласт		
	майкопский P ₃	кумский P _{2km}	
Категория запасов	C ₁	B	C ₂
Площадь, нефтеносности, тыс. м ²	879	2038	2088
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	18	61	76,7
Коэффициенты, доли ед.:			
– пористости	0,17	0,06	0,07
– нефтенасыщенности	0,57	0,7	0,7
– пересчётный	0,8	0,631	0,631
Плотность нефти, г/см ³	0,832	0,855	0,855
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	1012	2471	933

Таблица 4 – Сопоставление запасов нефти, подсчитанных в 3D модели с запасами, числящимися на Государственном балансе

Пласт	Категория	Начальные геологические запасы нефти в геологической модели, тыс. тонн	Начальные геологические запасы нефти, числящиеся на ГБ, тыс. тонн	Абсолютная разница, тыс. тонн	Разница, %
P ₃	C ₁	1018	1012	+ 6	+ 0,6
P _{2km}	B	2336	2471	– 135	– 5
	C ₂	925	933	– 8	– 0,9

Построение цифровой фильтрационной модели

Одним из основных направлений в повышении качества и обоснованности проектных решений является использование методики трёхмерного численного моделирования продуктивных пластов.

Для идентификации гидродинамических параметров Георгиевского месторождения и последующего выполнения прогнозных расчётов технологических показателей по вариантам разработки была выбрана трёхмерная модель фильтрации флюида в пористой среде.

При моделировании использовался гидродинамический симулятор «tNavigator» компании «RFDynamics».

Моделирование основано на численном (конечно-разностном) методе решения системы уравнений в частных производных, описывающих трёхмерную фильтрацию флюида в пористой среде.

Полная система уравнений, описывающая фильтрацию компонентов, включает в себя:

- уравнения баланса массы компонентов в фазах;
- уравнения движения фаз (обобщённые законы Дарси);
- уравнения состояния; начальные и краевые условия фильтрации;
- граничные условия на скважинах.

Моделью учитываются гравитационные силы, сжимаемость пласта и насыщающих его флюидов, фазовые превращения углеводородных компонентов, влияние градиентов пластового давления на остаточные насыщенности нефтью и водой, неоднородность пласта по проницаемости и толщине.

Симулятор позволяет рассчитывать показатели разработки нефтяной, водонефтяной, газовой, водогазовой или нефтегазовой залежей.

Скважины могут вводиться не одновременно и размещаться на залежи, как по регулярной системе, так и произвольно. На скважинах можно поддерживать либо дебиты по сумме фаз, либо давления на забоях.

На границах моделируемого участка залежи четырёхугольной формы могут быть заданы краевые условия первого рода – фиксированное пластовое давление,

второго рода – фиксированный расход жидкости через границу (нулевой расход соответствует непроницаемой границе) и третьего рода – фиксированная линейная связь между переменными: расходом через границу и пластовым давлением на ней.

Относительные фазовые проницаемости, используемые в модели, учитывают закономерности фильтрации флюидов на микро- и макроуровнях. Это учитывается путём лабораторных определений остаточных насыщенных нефти при вытеснении водой, и, если необходимо, газом или водогазовыми смесями, насыщенностей связанной водой в нефтенасыщенной и газонасыщенной частях пласта, а также аналогичных характеристик для газа, если этого требуют условия моделирования. Лабораторным путём находятся также относительные фазовые проницаемости для нефти при остаточной (связанной) воде или воды при остаточной нефти. Закономерности фильтрации на макроуровне основываются на слоистой неоднородности пласта.

Обоснование выбора типа модели

Геологическая модель Георгиевского месторождения состоит из:

- каркаса модели;
- 3D распределения литологии (коллектор/неколлектор);
- 3D распределения пористости;
- 3D распределения проницаемости;
- 3D распределения водонасыщенности.

Параметры пористости, проницаемости взяты из геологической модели без ремасштабирования. Для ускорения расчётов были отключены области моделей не участвующие в фильтрации нефти.

Для гидродинамического моделирования объектов Георгиевского месторождения была принята модель двухфазной фильтрации: нефть и пластовая вода.

Были заданы зависимости физико-химических (PVT) свойств для нефти выше давления насыщения. Объёмный коэффициент при начальном пластовом давлении равен обратной величине от пересчётного коэффициента, принятого при подсчёте геологических запасов.

Законтурная водоносная область была задана увеличением порового объёма краевых ячеек модели.

Обоснование размерности сеток и схемы выделения слоев модели

Геометрия месторождения задается регулярной неравномерной сеткой. Для наилучшей аппроксимации трёхмерной структуры пласта была использована геометрия угловой точки («corner-point»). Размерность моделей объектов P_3 и P_{2km} указана в таблице 5. Средний размер ячеек по направлению осей X и Y равен 25 м, для модели объекта P_3 и для модели объекта P_{2km} 50 м. Средняя толщина ячеек моделей объектов P_3 и P_{2km} составляет 1,07 и 0,78 м. Геологическая модель передана для гидродинамического моделирования без ремасштабирования.

На рисунках 8–9 приведены карты начальной нефтенасыщенности для объектов P_3 и P_{2km} . Сопоставление запасов, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе цифровых моделей, представлено в таблице 6.

Таблица 5 – Сравнение размерностей трёхмерных ГМ и ФМ

Объект	Модель	Число блоков сетки по трём направлениям			Количество ячеек	Количество активных ячеек
		NX	NY	NZ		
P_3	геологическая	119	41	30	149370	24103
	фильтрационная	119	41	30	149370	24103
P_{2km}	геологическая	168	34	400	2419200	721974
	фильтрационная	168	34	400	2419200	721974

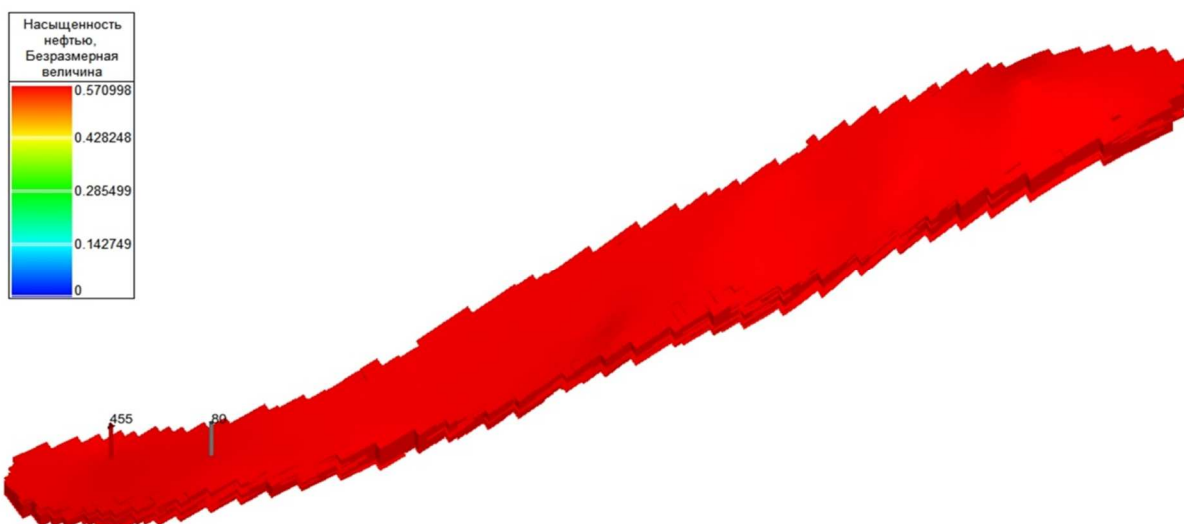


Рисунок 6 – Трёхмерная аппроксимация гидродинамической модели объекта P₃ (куб нефтенасыщенности)

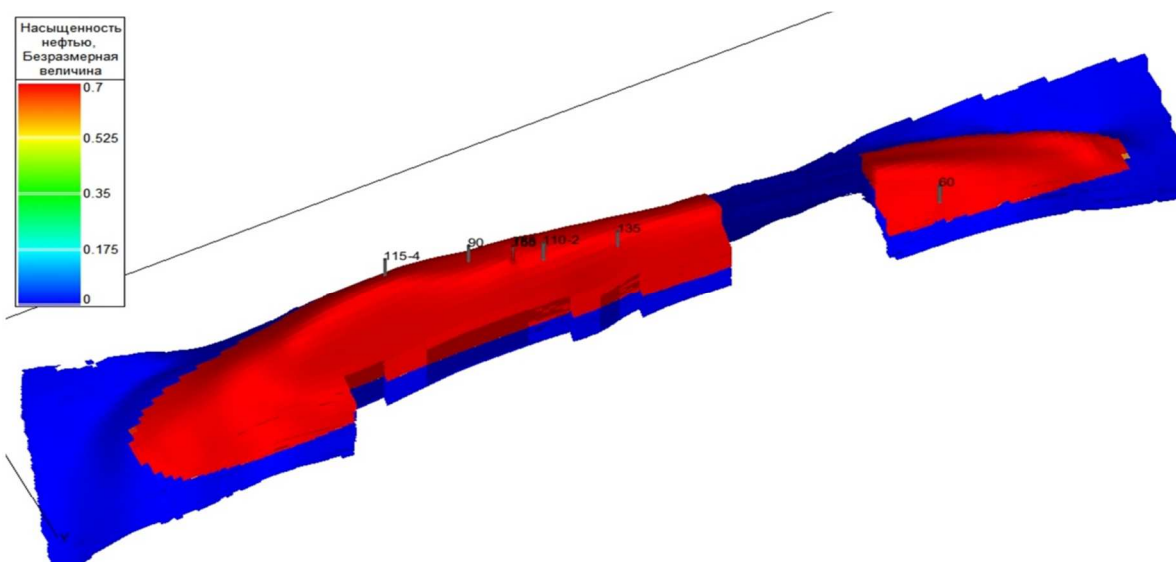


Рисунок 7 – Трёхмерная аппроксимация гидродинамической модели объекта P_{2km} (куб нефтенасыщенности)

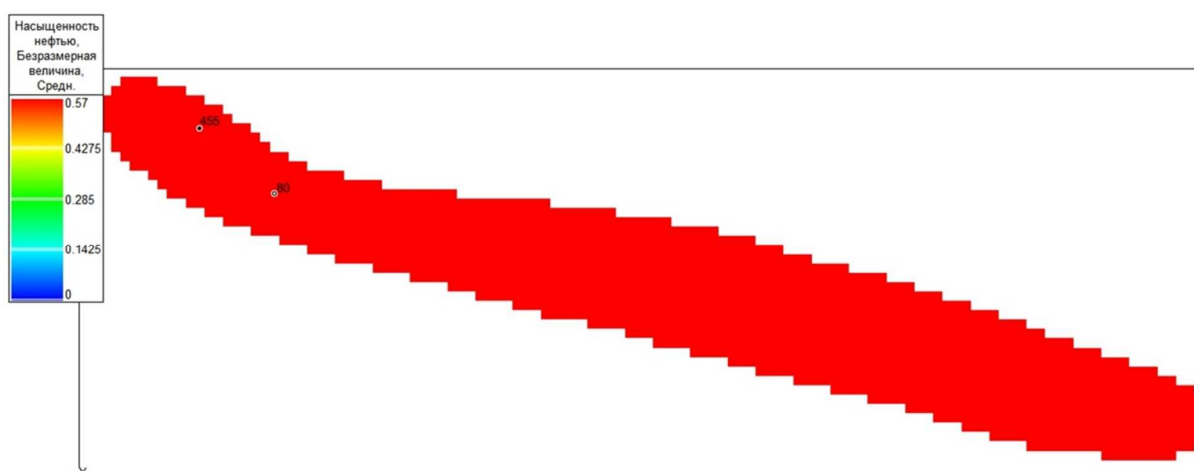


Рисунок 8 – Карта начальной нефтенасыщенности объекта P₃ (средневзвешенная по эффективной толщине)

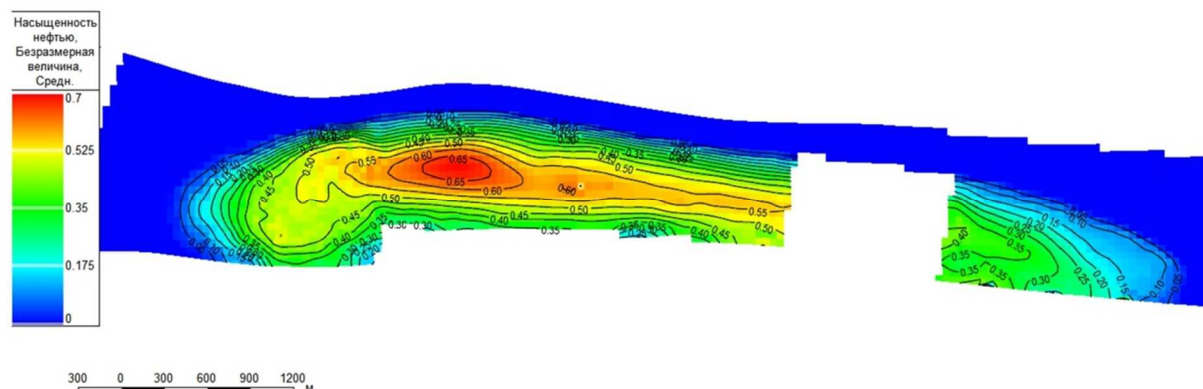


Рисунок 9 – Карта начальной нефтенасыщенности объекта P_{2km} (средневзвешенная по эффективной толщине)

Таблица 6 – Сравнение начальных геологических запасов газа, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе трёхмерных ГМ и ФМ

Параметры	Подсчёт запасов	ЦГМ	ЦФМ	Расхождение			
				абс. ед.		%	
				ЦГМ	ЦФМ	ЦГМ	ЦФМ
P ₃							
Начальные геологические запасы нефти, млн м ³	1012	1012	1027	0	– 15	0,0	– 1,5
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	15822	15822	16129	0	– 307,4	0,0	– 1,9
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	879	879	863	0	16,5	0,0	1,9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	18	18	18,7	0	– 0,700	0,0	– 3,9
Средний коэффициент пористости, доли ед.	0,17	0,17	0,17	0	0	0,0	0,0
Средний коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,57	0,57	0,568	0	0,002	0,0	0,4
P _{2km}							
Начальные геологические запасы нефти, млн м ³	3404	3404	3350	0	54	0,0	1,6
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	565649	565649	547784	0	165,2	0,0	3,2
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	3024,9	3024,9	3015	0	10,1	0,0	0,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	187	187	181,7	0	5,300	0,0	2,8
Средний коэффициент пористости, доли ед.	0,016313	0,0163	0,0164	0	– 0,00016	0,0	– 1,0
Средний коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,698	0,698	0,6975	0	0,00049	0,0	0,1

Обоснование физико-химических свойств пластовых флюидов

На Георгиевском месторождении были отобраны глубинные пробы в пяти скважинах. На их основании были построены PVT-свойства, использованные в модели, которые приведены в таблице 7.

Таблица 7 – PVT свойства флюидов, заданные при моделировании

Параметры	Объекты	
	P ₃	P _{2km}
Вязкость нефти, мПа·с	1,7	0,4
Плотность нефти, кг/м ³	832	844
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,250	1,584
Давление насыщения нефти газом, атм.	257	257
Газосодержание, м ³ /м ³	228	79
Вязкость воды, мПа·с	0,22	0,22

Относительные фазовые проницаемости и капиллярные давления

Собственные специальные исследования на керне не проводились. Концевые точки (значения остаточных и максимальных нефте- и водонасыщенностей) принимались за основу при построении модифицированных функций ОФП. Для построения кривых ОФП использовалась формула Corey.

Модифицированные при адаптации и принятые в модели функции фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода», представлены на рисунках 10 и 11.

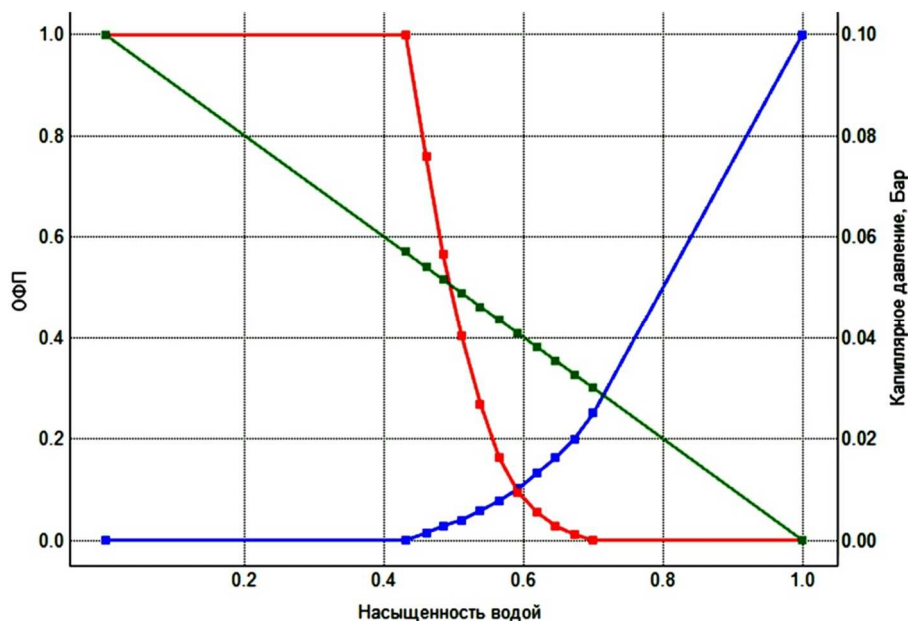


Рисунок 10 – Модифицированные относительные фазовые проницаемости по нефти и воде объектов Р3

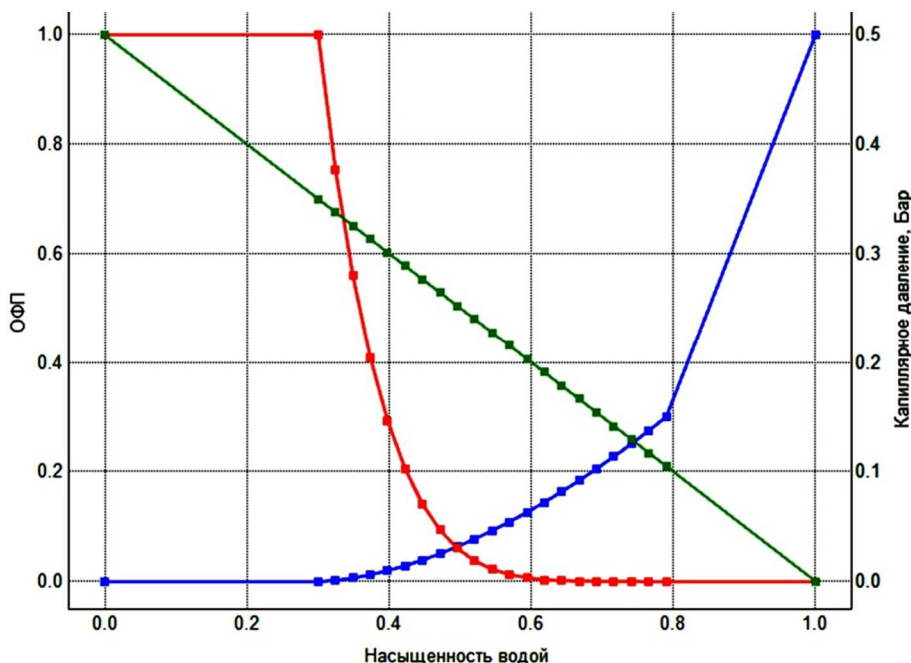


Рисунок 11 – Модифицированные относительные фазовые проницаемости по нефти и воде объекта Р2km

Начальные условия

Начальное насыщение модели Георгиевского месторождения задавалось с помощью опции гидростатического выравнивания и использования куба водонасыщенности из геологической модели. Уровни ВНК взяты в соответствии с результатами опробования скважин.

Законтурная водоносная область была задана водоносным пластом Картера-Трейси для объекта P_{2km} и не задавалась для объекта P_3 так как залежь ограничена. На всем протяжении разработки месторождения не наблюдалось заметного снижения пластового давления, что указывает на достаточную активность законтурных вод объекта P_{2km} .

Моделирование скважин

Из базы данных были выгружены сведения о режимах работы скважин, используемые для задания истории разработки резервуара:

- номер скважины;
- сеточные координаты скважин;
- данные о месячных отборах по скважинам и по фазам (газ, вода);
- интервалы перфораций;
- число часов работы каждой скважины в месяце (информация вводилась как коэффициент эксплуатации).

В модели реализован контроль скважин по дебиту жидкости для объекта.

Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели на основе анализа истории разработки

Целью адаптации моделей было добиться адекватного описания процессов фильтрации. Критерием качества адаптации являлось соответствие следующих расчётных параметров фактическим: дебиты газа по скважинам и пластового давления.

Гидродинамические модели сааптированы к утвержденным геологическим запасам газа. Значения пористости и нефтенасыщенности в гидродинамической модели, площадь газоносности и нефтеносности, объём нефтенасыщенных пород совпадают с параметрами, принятыми в подсчёте. В модели реализован контроль скважин по дебиту жидкости. Динамика обводнённости скважин адаптировалась при помощи относительных фазовых проницаемостей, и вертикальной анизотропии проницаемости.

Результаты адаптации фильтрационной модели Георгиевского месторождения приведены на рисунках 12–15.

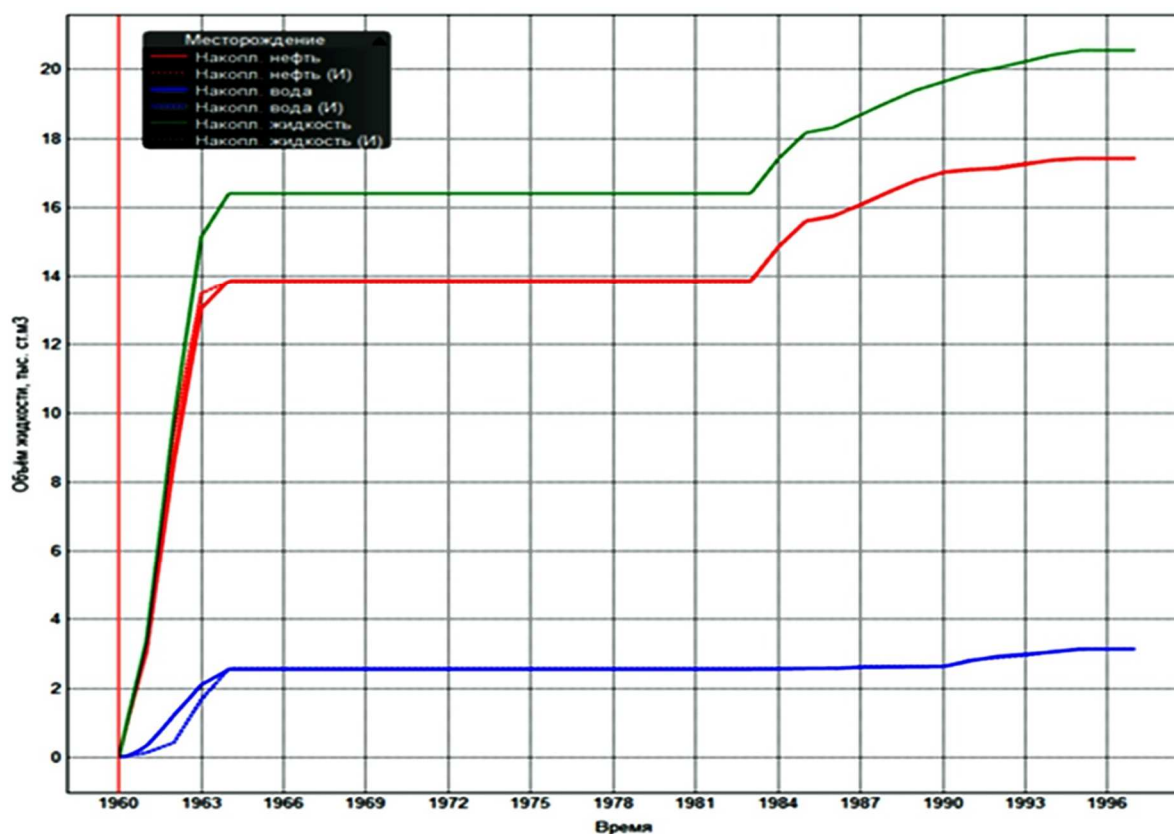


Рисунок 12 – Накопленная добыча нефти, воды и жидкости объекта P_3

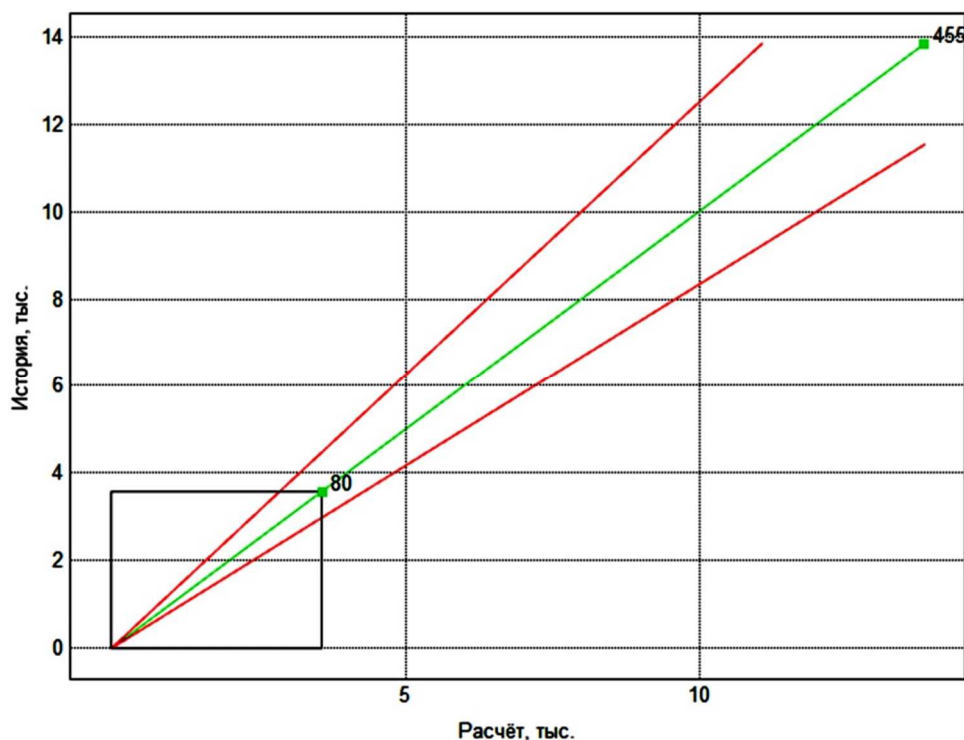


Рисунок 13 – Кроссплот по добыче нефти объекта P₃

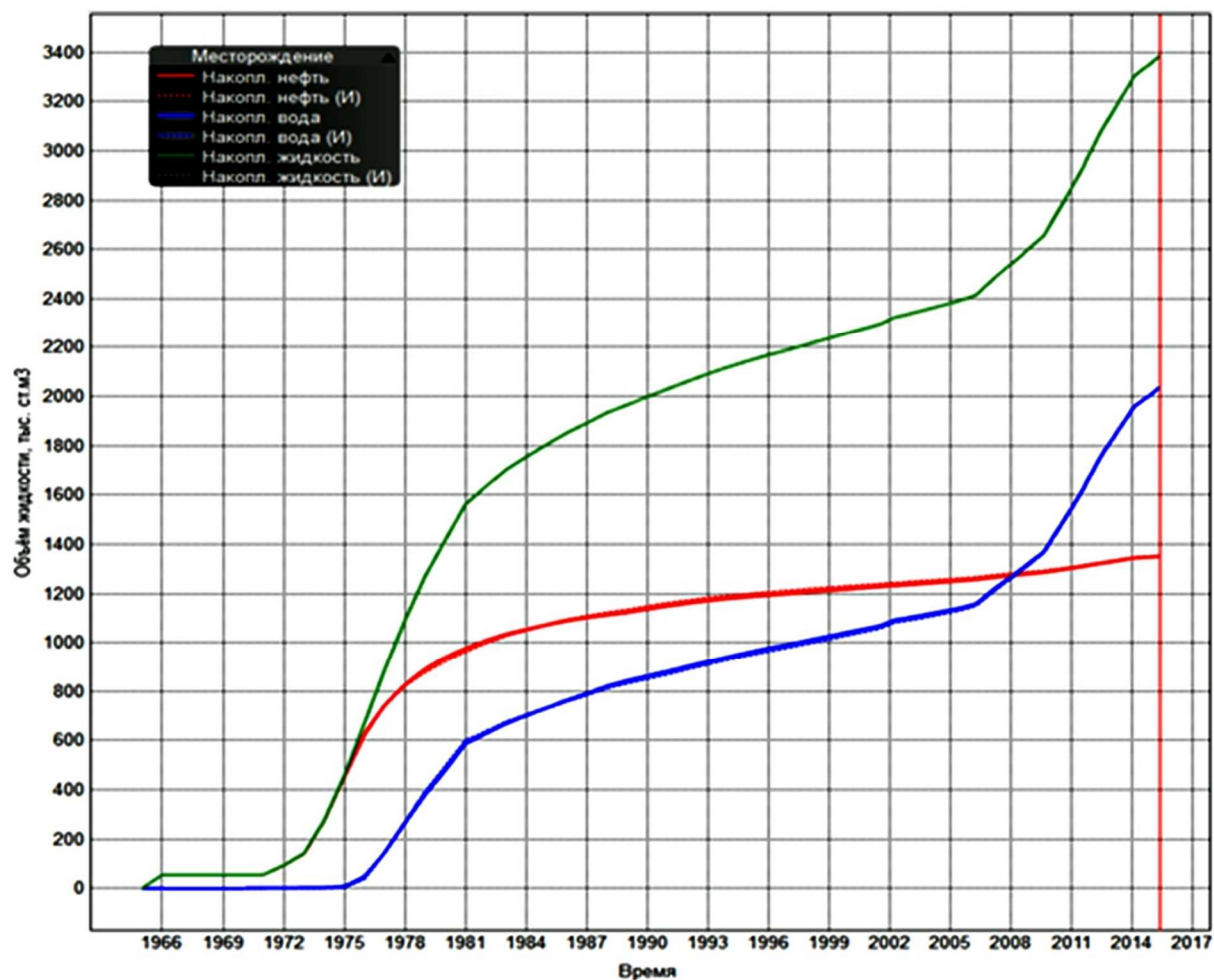


Рисунок 14 – Накопленная добыча нефти, воды и жидкости объекта P_{2km}

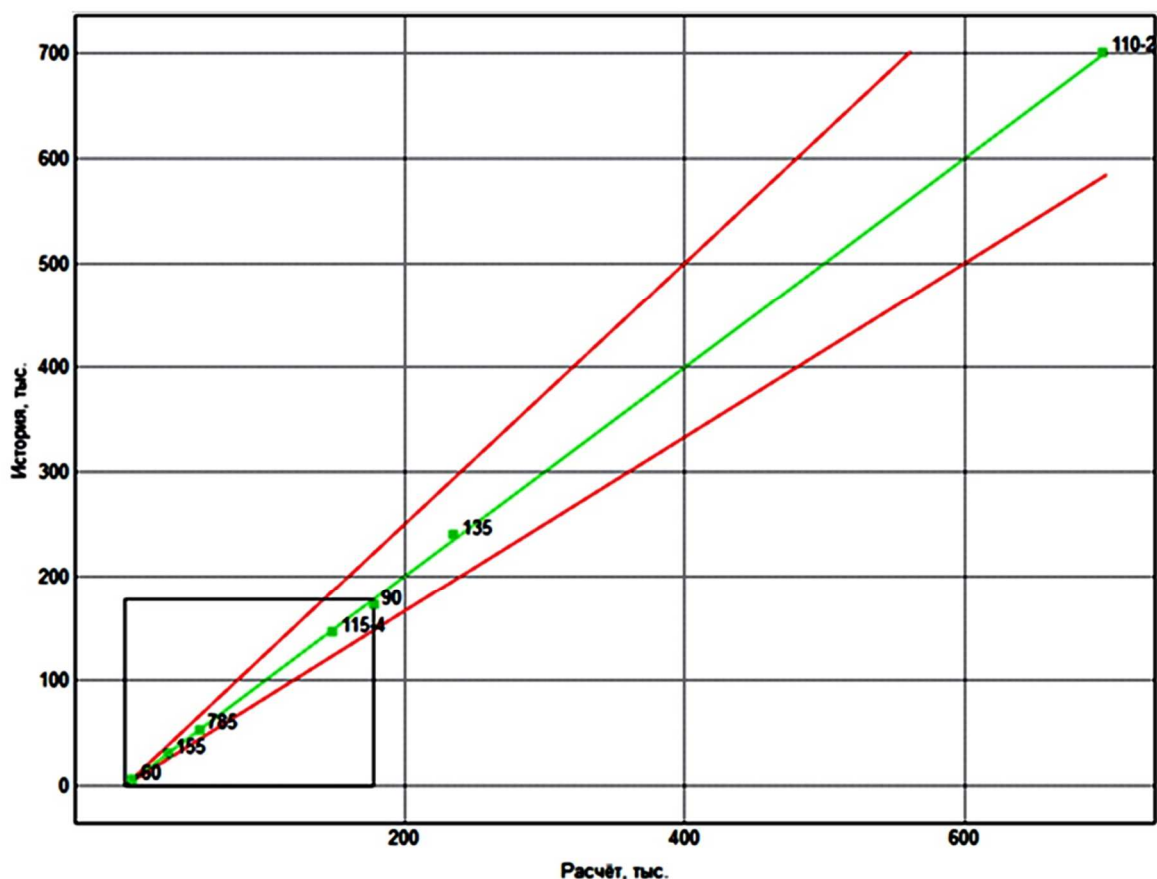


Рисунок 15 – Кроссплот по добыче нефти объекта P_{2km}

На рисунках 16–19 приведены карты текущих удельных активных запасов нефти и изобар, построенные по модели по состоянию на 01.01.2017 г.

Совпадение расчётных и фактических показателей разработки месторождения подтверждает, что гидродинамические модели Георгиевского месторождения учитывают основные геолого-физические и технологические факторы и позволяют адекватно воспроизводить основные процессы, происходящие в пласте в ходе разработки месторождения: изменения пластового давления. Модель использована для анализа выработки запасов и расчёта прогнозных вариантов разработки месторождения.

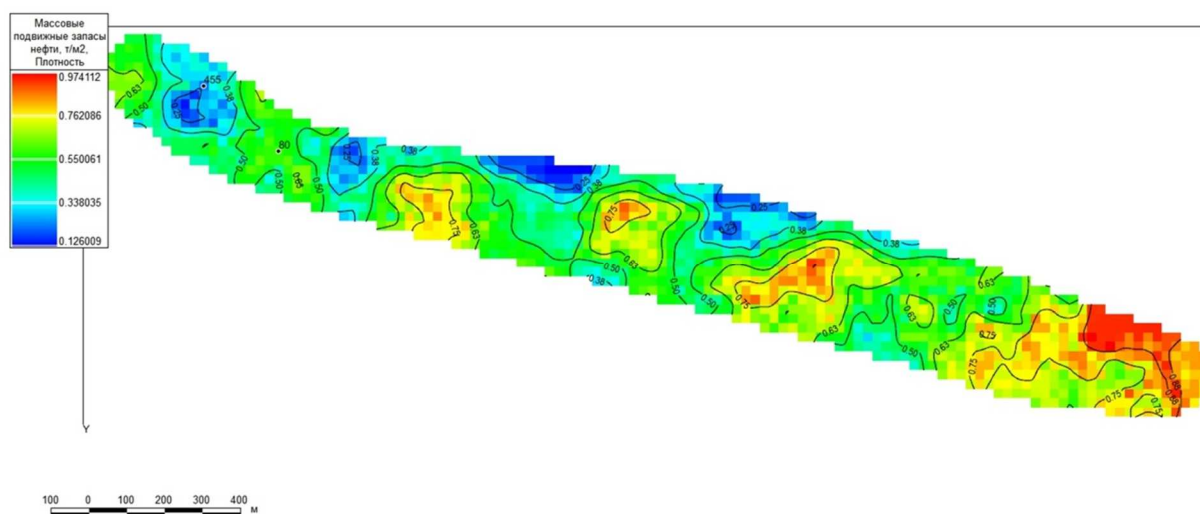


Рисунок 16 – Карта текущих удельных активных запасов нефти (тыс. м³/м²). Объект P₃ (по состоянию на 01.01.2017 г.)

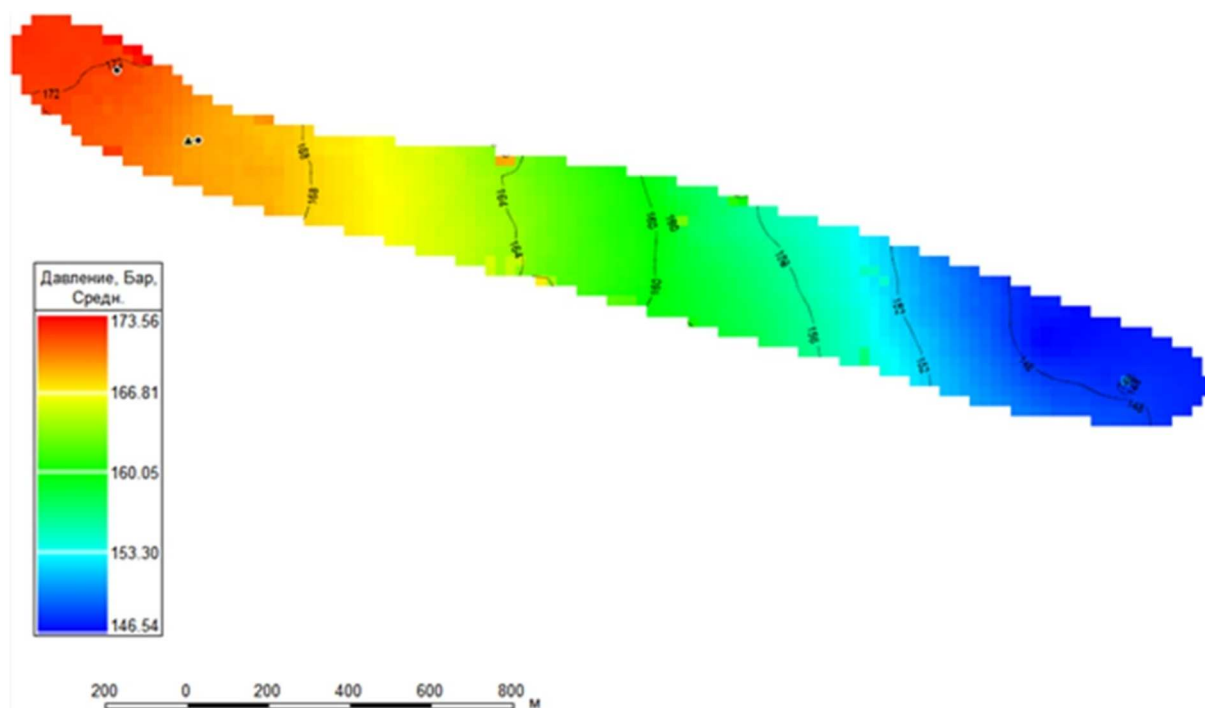


Рисунок 17 – Карта изобар объекта P₃ (по состоянию на 01.01.2017 г.)

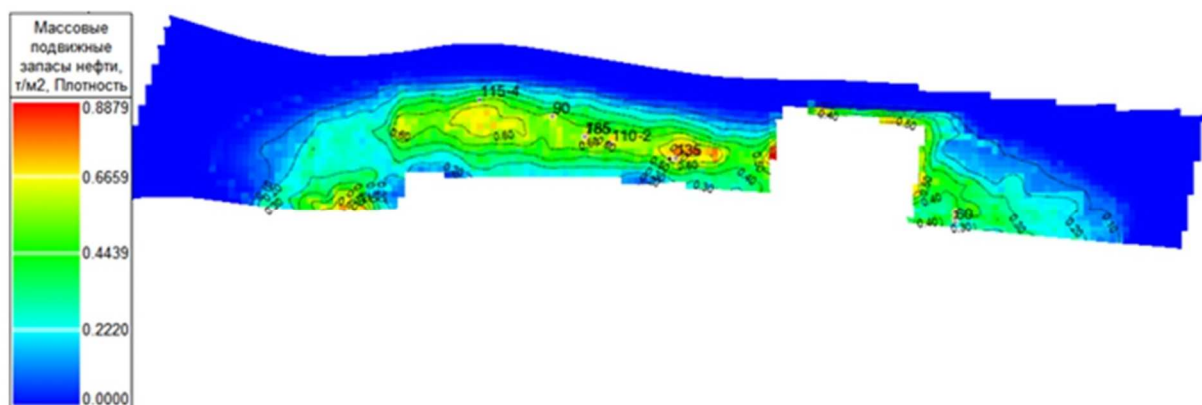


Рисунок 18 – Карта текущих удельных активных запасов нефти (тыс. м³/м²). Объект P_{2km} (по состоянию на 01.01.2017 г.)

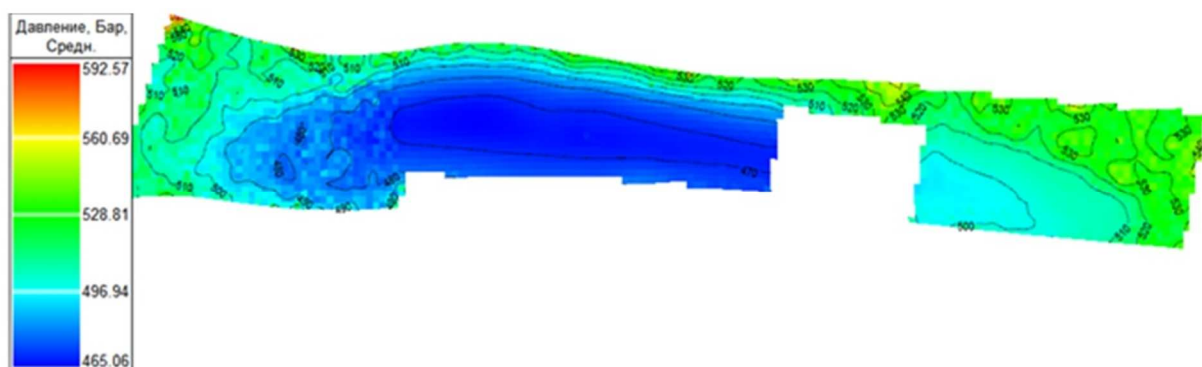


Рисунок 19 – Карта изобар объекта P_{2km} (по состоянию на 01.01.2017 г.)

Литература:

1. Приказ МПР РФ № 61 от 21.03.2013 г. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 2013.
2. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно-действующих геолого-технологических моделей нефтяных месторождений.
3. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений.
4. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / Министерство энергетики Российской Федерации, Федеральное Государственное учреждение «Экспертнефтегаз». – М. : ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014.
5. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
6. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
7. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
8. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
9. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика: монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
10. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
11. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
12. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
13. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
14. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
15. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
16. Дердуга А.В., Ншуту Мвизерва Иве. Построение геологической и гидродинамической моделей Владимирского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 266–280.
17. Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И. Применение марковских моделей к анализу разработки нефтегазовых месторождений и оценке дебитов скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. : Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 170–172.
18. Куренков В.В. Построение трёхмерной геологической модели на примере литологии Вынгапуровского месторождения // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 108–110.
19. Скуба Д.А., Колбунов М.Г., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Вероятностная модель массивных залежей нефти в верхнекаменноугольных и силурийско-девонских карбонатных отложениях Тимано-Печорской провинции // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 1. – С. 54–65.
20. Теплюк А.М., Савенок О.В. Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 3. – С. 121–143.

References:

1. Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation № 61 of 21.03.2013. Methodical recommendations on designing the development of oil and gas fields.– М., 2013.
2. RD 153-39.0-047-00. Regulations on creation of permanent geological and technological models of oil fields.

3. RD 153-39-007-96. Regulations for drafting design technological documentation for the development of oil and oil and gas fields.
4. Methodical instructions on creation of permanent geological and technological models of oil and gas fields / Ministry of Energy of the Russian Federation, Federal State Institution «ExPertneftegaz». – M. : JSC «VNIOENG», 2014.
5. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Y., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : LLC Prosveshchenie-South, 2011.– 603 p.
6. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 v. : manual. – Krasnodar: Publishing House – South, 2013–2014. – V. 1–4.
7. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of oil and gas wells: in 4 v. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – V. 1–4.
8. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of the oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
9. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Development of the naphtha and gas sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spolom, 2018. – 476 p.
10. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
11. Popov V.V., Bogush I.A., Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields : textbook. – Novocheerkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.
12. Popov V.V., Tretyak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical surveys and well work : a training manual. – Novocheerkassk : Lik, 2017.– 326 p.
13. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiychuk R.S. Oil and gas engineering for well development. – M. : Infra-Engineering, 2019.– 548 p.
14. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VO KubGTU, 2019. – 267 c.
15. Berezovsky D.A., Lavrent'ev A.V., Savenok O.V., Koshelev A.T. Development of the physico-chemical models and methods for forecasting the reservoir rocks condition (in Russian) // Oil industry. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
16. Derduga A.V., Nshuti Mviserva, Ive. Construction of geological and hydrodynamic models of the Vladimirskoye field // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 4. – P. 266–280.
17. Zakharchenko E.I., Zakharchenko Y.I. Application of the Markov models to the analytical study of the oil and gas field development and the assessment of well production rates (in Russian) // Bulatovskie readings. – 2018. – V. 2 in 2 hours. Development of oil and gas fields. – Part. 1. – P. 170–172.
18. Kurenkov V.V. Building a three-dimensional geological model on the example of lithology of the Vyangpurovskoye field // Bulatovskie readings : Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017): in 5 volumes: a collection of articles / Under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 108–110.
19. Scuba D.A., Kolbunov M.G., Savenok O.V., Solovyova V.N. Probabilistic model of massive oil deposits in the Upper Carboniferous and Silurian-Devonian carbonate deposits of the Timan-Pechora province (in Russian) // Petroleum engineer. – 2016. – № 1. – C. 54–65.
20. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Estimation of prospects for additional exploration of the multi-horizon South Udmurt field on the basis of refinement of the geological model and pilot development of operational facilities (in Russian) // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2018. – № 3. – P. 121–143.