

УДК 622.831.312

**АНАЛИЗ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ ВОСТОЧНО-СУРГУТСКОГО
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ РАСЧЁТА
ПРОГНОЗНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ**



**ANALYSIS OF DIGITAL MODELS
OF THE VOSTOCHNO-SURGUTSKOYE OIL FIELD
IN ORDER TO CALCULATE PREDICTIVE
TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT INDICATORS**

Овдиенко Михаил Александрович

студент направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»,
профиль «Проектирование и управление объектами
нефтегазовой отрасли»,
Санкт-Петербургский горный университет
mikhailcrimea2000@gmail.com

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых месторождений
Санкт-Петербургский горный университет
savenok_ov@pers.spmi.ru

Аннотация. В статье на примере продуктивного пласта БС10/0 рассматриваются цифровые (геологические и фильтрационные) модели Восточно-Сургутского нефтяного месторождения, расположенного в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа. Показано, что сравнение подсчётных параметров, начальных геологических запасов нефти по 2Д и 3Д геологическим моделям и результаты статистической оценки сходимости параметров свидетельствуют о достаточно высокой достоверности цифровых геологических моделей. Рассмотренные цифровые фильтрационные модели могут быть использованы для расчётов прогнозных технологических показателей разработки.

Ключевые слова: цифровые геологические модели месторождения, методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов, обоснование объёмных сеток и параметров моделей, построение структурных моделей залежей, построение литологических моделей залежей и распределение фильтрационно-емкостных свойств пластов, цифровые фильтрационные модели месторождения, уточнение параметров фильтрационной модели на основе анализа истории разработки.

Ovdienko Mikhail Alexandrovich

Student Training Direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»,
Profile «Design and Management
of Oil and Gas Industry Facilities»,
Saint Petersburg Mining University
mikhailcrimea2000@gmail.com

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences, Professor
of the Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
savenok_ov@pers.spmi.ru

Annotation. In the article, using the example of the productive formation BS10/0, digital (geological and filtration) models of the East Surgut oil field located in the Surgut region of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug are considered. It is shown that the comparison of calculated parameters, initial geological oil reserves according to 2D and 3D geological models and the results of statistical assessment of the convergence of parameters indicate a fairly high reliability of digital geological models. The considered digital filtration models can be used to calculate predictive technological development indicators.

Keywords: digital geological models of the field, methodology and results of detailed correlation of productive layers, substantiation of volumetric grids and model parameters, construction of structural models of deposits, construction of lithological models of deposits and distribution of reservoir properties of reservoirs, digital filtration models of the field, refinement of the parameters of the filtration model based on the analysis of the development history.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Восточно-Сургутское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Тюменской области. Административный центр – г. Сургут находится на территории месторождения.

Месторождение расположено в пределах Восточно-Сургутского лицензионного участка в зоне с развитой производственной инфраструктурой.

На территории Восточно-Сургутского месторождения имеются территории с особым правовым режимом:

- а) водоохранные зоны рек и озёр;
- б) защитные леса следующих категорий – запретные полосы лесов, расположенные вдоль водных объектов; защитные полосы лесов, расположенные вдоль железнодорожных путей общего пользования, федеральных автомобильных дорог общего пользования, автомобильных дорог общего пользования, находящихся в собственности субъектов Российской Федерации; леса зелёных зон поселений; орехово-промысловые зоны; нерестоохранные полосы лесов;
- в) городская черта г. Сургута (рис. 1).

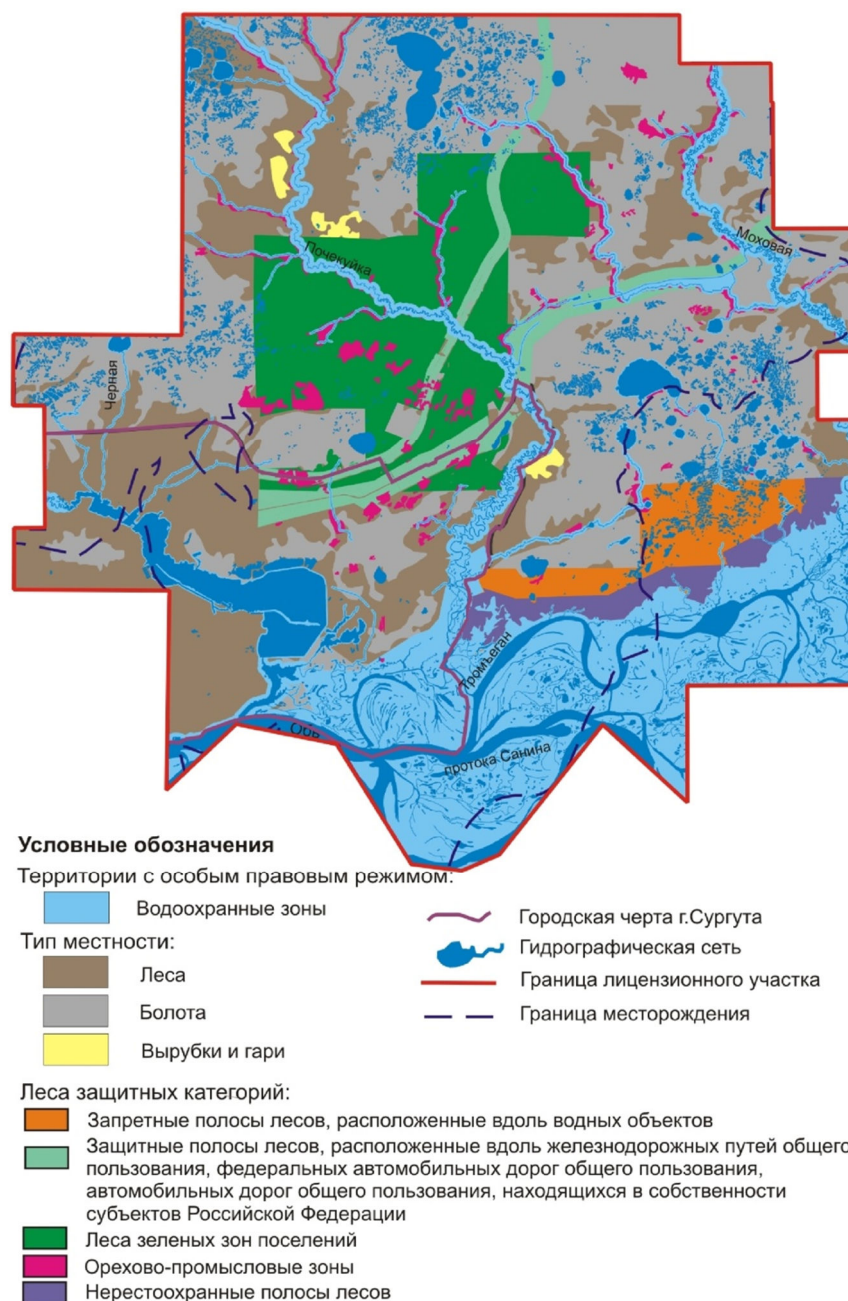


Рисунок 1 – Границы территорий с особым правовым режимом на территории Восточно-Сургутского месторождения

Восточно-Сургутская площадь в качестве Широковского участка впервые подготовлена к глубокому бурению сейсморазведочными работами в 1971 году, месторождение открыто в 1977 году, разрабатывается с 1985 года.

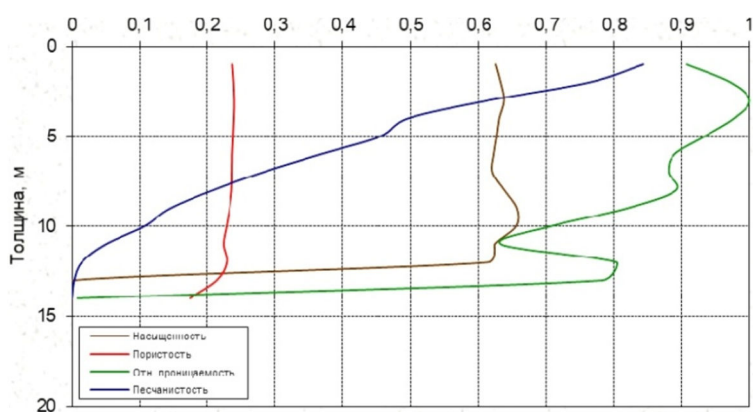


Рисунок 4 – Геолого-статистический разрез пласта БС10/0 Восточно-Сургутского месторождения

Характеристика толщин и неоднородности продуктивного пласта по данным ГИС представлена в таблице 1. Общая толщина пласта в среднем по скважинам составляет 7,4 м, нефтенасыщенная – 3,8 м, изменяясь по скважинам от 0,3 (скважина № 3231) до 11,7 м (скважина № 458). Пласт в продуктивной части представлен двумя пропластками, коэффициент песчаности разреза – 0,56. ФЕС пласта средние: проницаемость – $165,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент пористости – 0,24, коэффициент нефтенасыщенности – 0,63.

Таблица 1 – Характеристика толщин, неоднородности и параметров продуктивного пласта БС10/0 (по материалам ГИС) Восточно-Сургутского месторождения

Параметр	Показатели		Зоны пласта		Пласт в целом
			ЧНЗ	ВНЗ	
Общая толщина, м	Среднее значение		7,0	9,2	7,4
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,281	0,183	0,283
	Интервал изменения	от	2,0	5,1	2,0
		до	12,9	13,1	13,1
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	Среднее значение		3,7	3,9	3,8
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,578	0,425	0,549
	Интервал изменения	от	0,3	0,7	0,3
		до	11,7	7,9	11,7
Эффективная водонасыщенная толщина, м	Среднее значение		–	2,9	2,9
	Коэффициент вариации, доли ед.		–	0,543	0,543
	Интервал изменения	от	–	0,4	0,4
		до	–	7,4	7,4
Коэффициент песчаности (в продуктивной части), доли ед.	Среднее значение		0,53	0,71	0,56
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,475	0,257	0,447
	Интервал изменения	от	0,05	0,19	0,05
		до	1,00	1,00	1,00
Расчленённость (в продуктивной части), ед.	Среднее значение		2	2	2
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,463	0,432	0,441
	Интервал изменения	от	1	1	1
		до	5	4	5
Проницаемость (в продуктивной части), 10^{-3} мкм ²	Среднее значение		167,7	155,3	165,1
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,509	0,533	0,515
	Интервал изменения	от	1,1	2,2	1,1
		до	266,4	266,4	266,4
Коэффициент пористости (в продуктивной части), доли ед.	Среднее значение		0,24	0,24	0,24
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,055	0,055	0,055
	Интервал изменения	от	0,17	0,18	0,17
		до	0,25	0,25	0,25
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Среднее значение		0,65	0,57	0,63
	Коэффициент вариации, доли ед.		0,112	0,126	0,124
	Интервал изменения	от	0,31	0,40	0,31
		до	0,83	0,77	0,83

Основная залежь в плане представляет собой песчано-алевритовое тело субмеридионального простирания, ограниченное с юго-востока, запада и севера зоной глинизации пласта, которая выявлена сейсморазведочными работами и подтверждена данными бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин; кроме того, в районе некоторых скважин (№№ 3350, 668, 3366 и др.) пласт замещён глинистыми породами. Чистонефтяная зона занимает 87 % площади залежи, ВНК имеет наклонный характер – от 2266,2 (скважина № 153Р) на севере до 2273,3 м (скважина № 34Р) на юге. По типу залежь классифицируется как пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи – 32 x 13,7 км, высота залежи с учётом наклона ВНК достигает 32 м в северной части и 40 м в южной.

Кровля нефтенасыщенного коллектора залегаёт на отметках от 2225,7 до 2294 м, нефтенасыщенная толщина колеблется в пределах 0,3–11,7 м. Коэффициент песчаности разреза в среднем равен 0,55, расчленённость – 2. Фильтрационные и емкостные свойства по данным ГИС выше средних: пористость – 24 %, проницаемость – $168,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициент нефтенасыщенности – 0,64.

Залежь в районе скважин №№ 69Р, 25Р и 31Р находится в южной части месторождения в районе санитарно-защитной зоны г. Сургут и природоохранной зоны. Доля ВНЗ составляет 14 % площади залежи, ВНК в северной части принят на отметке 2303,6 м, в южной – на отметке 2308 м. Размеры залежи составляют 10,3 x 5,5 км, высота достигает 31 м, по типу залежь является пластовой сводовой, литологически экранированной. Залежь характеризуется малыми толщинами: общая – 5,7 м, нефтенасыщенная – 1,9 м; ФЕС пласта в районе залежи невысокие.

Залежь в районе скважины № 190Р расположена в восточной части месторождения, открыта в 1979 году. За период 2012–2014 гг. в районе залежи пробурено 42 эксплуатационных скважины, в том числе две горизонтальных, что позволило уточнить геологическое строение и запасы нефти пласта БС10/0, в результате залежь разделилась на две – в районе скважины № 190Р и в районе скважины № 226Р. Залежь вскрыта 43 скважинами, является пластовой сводовой с размерами 7,6 x 4,4 км и высотой 9,1 м. ВНК вскрыт большим количеством скважин и проведён на отметке 2238 м, что соответствует ранее принятому значению. По данным ГИС нефтенасыщенный коллектор характеризуется средними ФЕС: коэффициент пористости – 0,23, коэффициент нефтенасыщенности – 0,54, проницаемость – $138,6 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Залежь в районе скважины № 226Р вскрыта восемью скважинами, является водоплавающей. Размеры залежи составляют 1,6 x 1,6 км, высота – около 4 м. ВНК по залежи проведён на отметке 2241,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина по ГИС изменяется от 1,4 до 6,2 м, в среднем составляя 2,8 м. Продуктивный коллектор в среднем представлен двумя пропластками, фильтрационно-емкостные свойства близки к ФЕС залежи в районе скважины № 190Р.

Залежь в районе скважины № 248П – водоплавающая, вскрыта одной скважиной на абсолютной отметке кровли коллектора 2261 м; размеры залежи – 1,0 x 0,8 км, высота – 2,8 м. ВНК определён на отметке 2263,8 м. Нефтенасыщенная толщина в скважине равна 2,6 м, ФЕС – средние.

Залежь в районе скважины № 4457П находится в северо-восточной части месторождения, вскрыта двумя разведочными и 16 эксплуатационными скважинами. Отметки кровли нефтенасыщенных коллекторов изменяются от 2240,6 до 2248 м. По типу залежь классифицируется как водоплавающая, размеры составляют 3,9 x 2,4 км, высота – 9,5 м. ВНК принят на отметке 2250,5 м. По данным ГИС общая толщина составляет 9,5 м, нефтенасыщенная – 3,4 м, ФЕС пласта в пределах залежи средние.

Цифровые геологические модели Восточно-Сургутского месторождения

На Восточно-Сургутском месторождении в отложениях пяти продуктивных пластов выявлено 26 нефтяных залежей. Трёхмерные цифровые геологические модели пластов БС10/0, БС21, БС22, ЮС1/1 и ЮС2/1 и подсчётные параметры по каждому из пластов соответствуют государственному балансу с учётом оперативных изменений.

Методика и результаты детальной корреляции продуктивных пластов

Основой для построения геологических моделей продуктивных пластов Восточно-Сургутского месторождения послужили переобработанные материалы сейсмических съёмок 2Д и 3Д.

В качестве данных для построения использовались структурные поверхности горизонтов, прослеженные в сейсмических исследованиях, и анализ данных в вертикальных и наклонно-направленных скважинах: координаты точек пластопересечений, попропластовая интерпретация материалов ГИС, содержащая рассчитанные значения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности, проницаемости.

Обоснование объёмных сеток и параметров моделей

Согласно степени изменчивости структурных планов и плотности геолого-геофизических наблюдений в геологических моделях Восточно-Сургутского месторождения между узлами сетки по осям X и Y принято расстояние для пластов БС10/0 (залежи в районах скважин №№ 190Р, 226Р и 4457П), ЮС1/1 (залежи в районах скважин №№ 186Р, 85Р, 241Р, 4450П, 164Р-958, 211Р, 226Р, 228Р, 232Р, 4456П, 4233П, 56Р, 242Р и 4463Р) – 50 м, для пластов БС10/0 (основная залежь, залежи в районе скважин №№ 63Р, 25Р и 31Р, а также залежь в районе скважины № 248П), БС21, БС22, ЮС1/1 (залежи в районах скважин №№ 48Р, 4455П и 53Р), ЮС2/1 – 100 м.

Геологические объекты по вертикали разбивались на элементарные слои, при этом учитывались нижняя и верхняя структурные поверхности, общая толщина пласта и распределение толщин коллекторов. В соответствии с принятой моделью осадконакопления объём между структурными поверхностями от кровли к подошве делился на равное количество прослоев с пропорционально изменяющейся толщиной. Среднее значение толщины слоёв по геологическим моделям Восточно-Сургутского месторождения составляет 0,3 м. Такая высокая точность необходима для построения литологических границ и детального выделения тонких прослоев в объёме трёхмерной модели.

Построение структурных моделей залежей

Структурный каркас моделей строился в соответствии со стратиграфической кровлей и подошвой пластов. Структурные поверхности учитывают особенности геологического строения, отражённые на сейсмических картах 2Д, 3Д и абсолютные отметки стратиграфических кровли и подошвы каждого цикла, содержащего продуктивный пласт, полученные в результате корреляции разрезов скважин. На рисунке 5 показан структурный каркас геологической модели пласта БС10/0 (основная залежь).

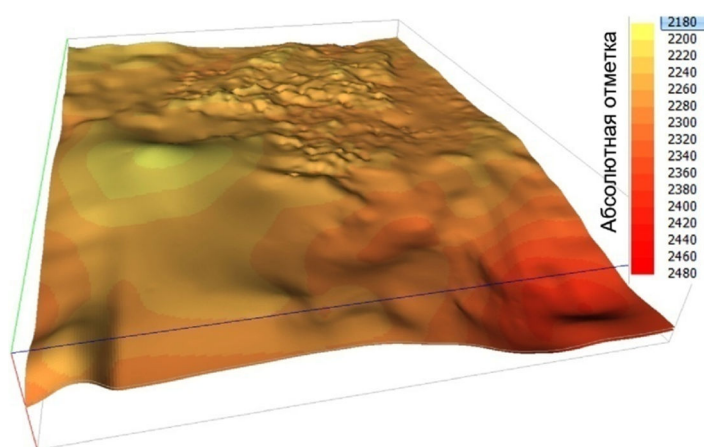


Рисунок 5 – Структурный каркас геологической модели пласта БС10/0 (основная залежь)

В скважинах проведена увязка структурных отметок согласно с принятыми положениями ВНК пластов.

Построение литологических моделей залежей и распределение фильтрационно-емкостных свойств пластов

При построении кубов литологии учитывались закономерности распространения коллекторов, проанализированные по скважинным данным при послойном моделировании. Кубы строились с учётом изменения песчанистости по площади.

Объём построенного дискретного куба литологии (0 – неколлектор, 1 – коллектор) соответствует объёму, полученному согласно эффективным толщинам двумерной модели. На рисунке 6 приведена вырезка из куба литологии пласта БС10/0 (основная залежь).



Рисунок 6 – Вырезка из куба литологии пласта БС10/0 (основная залежь)

Кубы пористости построены с применением алгоритма интерполяции. Для каждой ячейки вычислена средневзвешенная величина в зависимости от расстояния до контрольных точек (скважин). Значения пористости в ячейках куба в пласте не превышают граничное значение K_n , определённое по данным ГИС. На рисунке 7 представлена вырезка из куба пористости пласта БС10/0 (основная залежь).

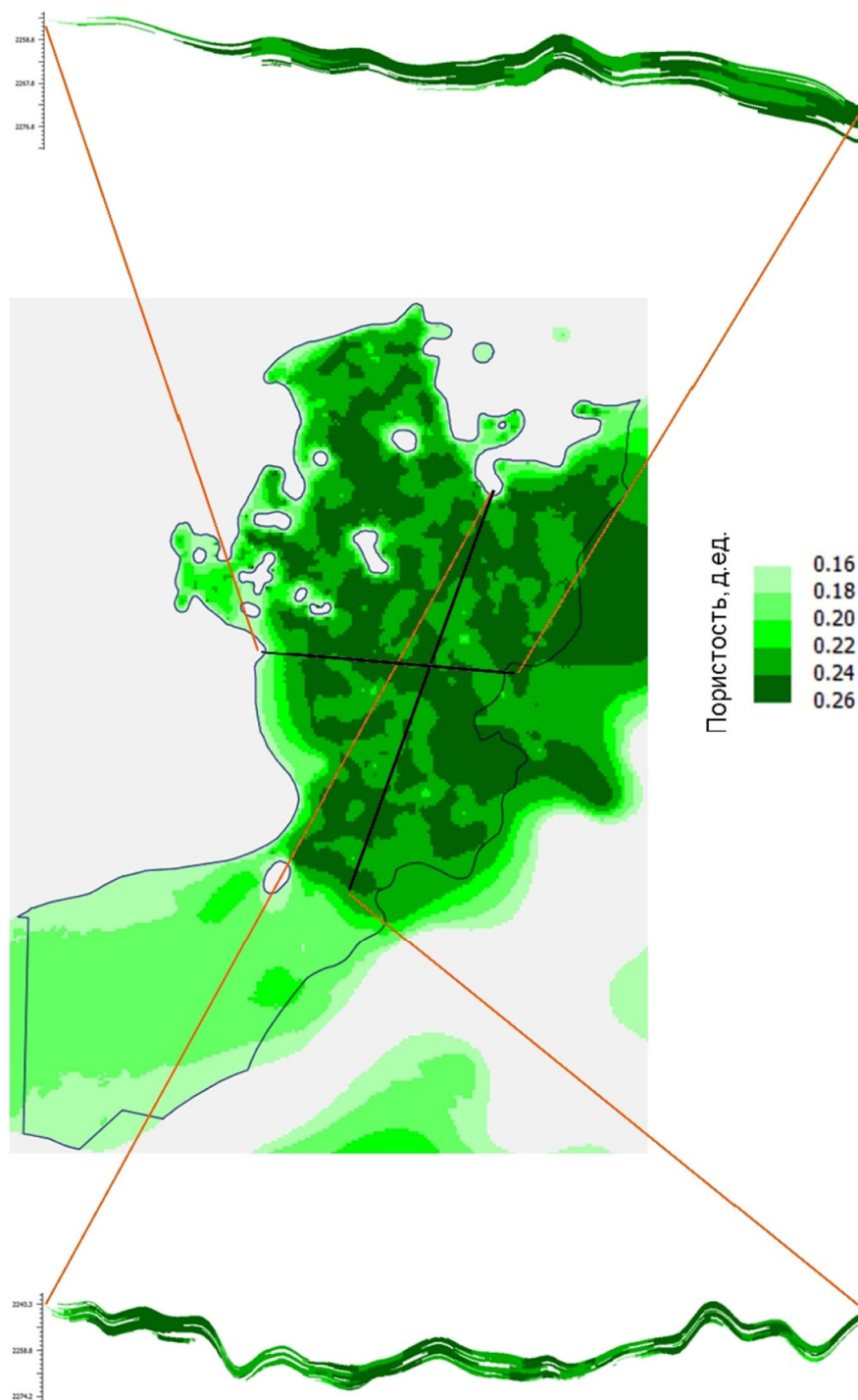


Рисунок 7 – Вырезка из куба пористости пласта БС10/0 (основная залежь)

Куб проницаемости для пласта БС10/0 (основная залежь) (рис. 8) рассчитывался при помощи функциональной зависимости от пористости по формуле $\lg K_{np} = -5,179 + 0,3054 \cdot K_n$.

Построение моделей насыщения пластов флюидами

В процессе создания модели начального насыщения учитывались закономерности изменения свойств коллектора и нефтенасыщенности в зависимости от высоты над водонефтяным контактом. В нефтенасыщенных коллекторах значения $K_{нн}$ в ячейках сетки не выходят за пределы граничных значений, в водонасыщенных и в неколлекторах – приравнялись к нулю.

Вырезка из куба начальной нефтенасыщенности представлена на рисунке 9.
 Куб остаточной нефтенасыщенности для пласта БС10/0 (основная залежь) (рис. 10) рассчитывался согласно алгоритму, полученному на основании результатов петрофизических исследований из кубов нефтенасыщенности $K_{нн}$ и пористости K_p :

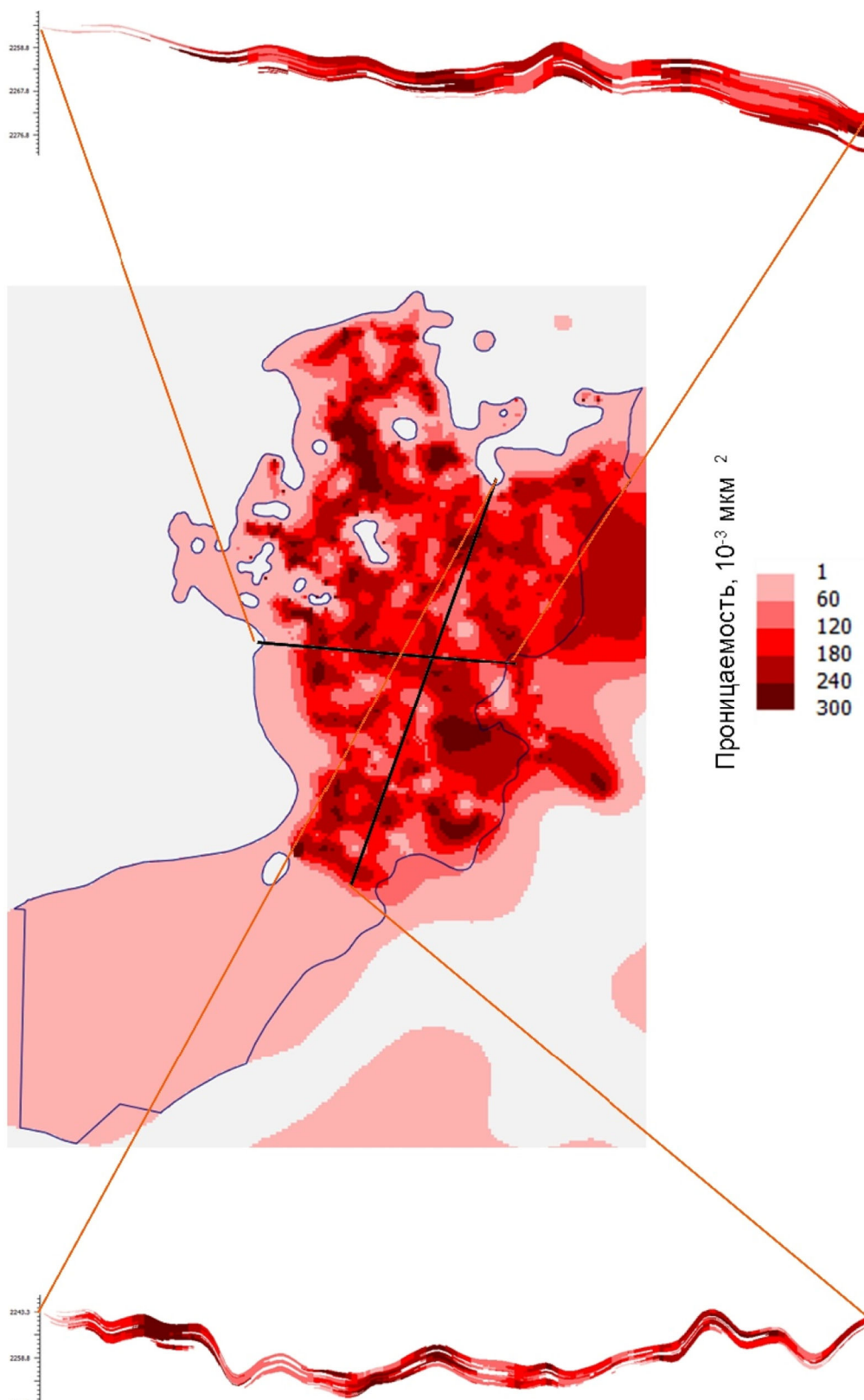
$$K_{он} = \frac{0,1565 \cdot K_{нн} \cdot K_p + 0,0458}{K_p}$$


Рисунок 8 – Вырезка из куба проницаемости пласта БС10/0 (основная залежь)

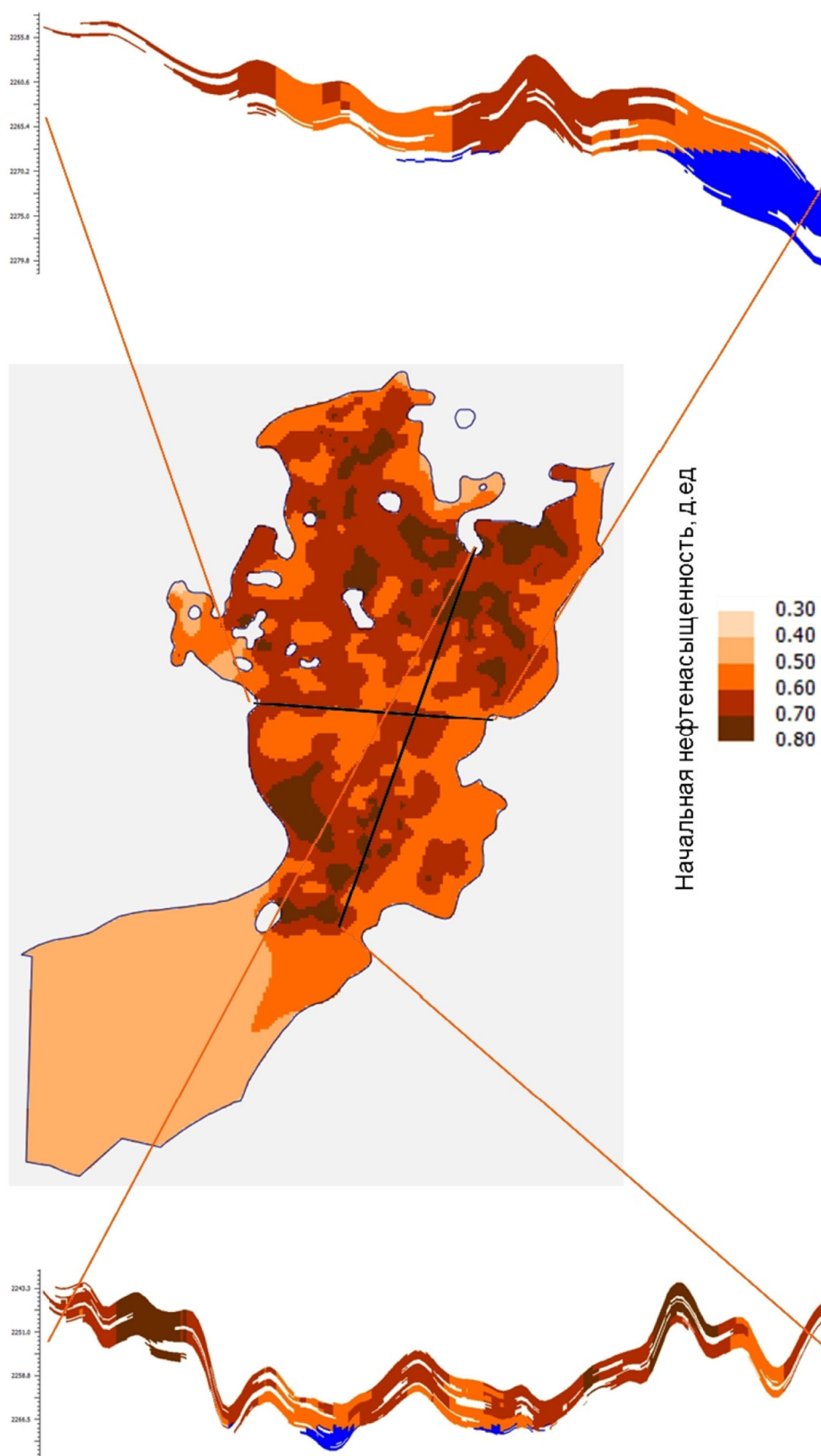


Рисунок 9 – Вырезка из куба нефтенасыщенности пласта БС10/0 (основная залежь)

Подсчёт геологических запасов нефти

В процессе построения цифровых геологических моделей проводился анализ получаемых значений площади нефтеносности, эффективного нефтенасыщенного объёма и начальных геологических запасов нефти путём сравнения со значениями, числящимися на государственном балансе с учётом оперативных изменений.

Результаты сопоставления подсчётных параметров, числящихся на государственном балансе и рассчитанных на основе геологических моделей, представлены в таблице 2 (для пласта БС10/0, залежь основная).

Таблица 2 – Сопоставление подсчётных параметров и запасов нефти Восточно-Сургутского месторождения (пласт БС10/0, залежь основная)

Параметр	Геологическая модель	Государственный баланс	Отклонение, %
Пласт БС10/0, залежь основная (запасы категорий ВС ₁)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	65627	67107	- 2,2
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	552516	562800	- 1,8
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	162420	162818	- 0,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,4	3,5	- 2,8
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,24	0,24	- 1,3
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,63	0,64	- 0,9
Пласт БС10/0, залежь основная (запасы категории С ₂)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	9407	9139	2,9
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	133740	136654	- 2,1
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	71470	71380	0,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,9	1,9	- 1,5
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,19	0,18	3,9
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,48	0,47	0,13
Пласт БС10/0, залежь основная (запасы категорий ВС ₁ +С ₂)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	75034	76246	- 1,6
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	686255	699454	- 1,9
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	233890	234198	- 0,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,9	3,0	- 2,2
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,23	0,23	- 1,3
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,60	0,62	- 2,7
Пласт БС10/0, залежь в районе скважин №№ 69Р, 25Р и 31Р (запасы категории С ₁)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	946	931	1,6
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	11593	11396	1,7
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	4000	4000	0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,9	2,8	3,5
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,21	0,21	- 1,0
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,49	0,48	1,0
Пласт БС10/0, залежь в районе скважин №№ 69Р, 25Р и 31Р (запасы категории С ₂)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	3967	3948	0,5
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	47069	45866	2,6
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	20929	21210	- 1,3
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,2	2,2	2,2
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,21	0,21	- 1,4
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,50	0,50	0,4
Пласт БС10/0, залежь в районе скважин №№ 69Р, 25Р и 31Р (запасы категорий С ₁ +С ₂)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	4913	4879	0,7
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	58662	57262	2,4
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	24929	25210	- 1,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,4	2,3	2,3
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,21	0,21	0
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,50	0,50	- 0,3

Продолжение таблицы 2

Пласт БС10/0, залежь в районе скважины № 190Р (запасы категорий ВС ₁)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	4331	4255	1,8
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	43584	41946	3,9
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	13660	13663	- 0,02
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,2	3,1	2,9
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,23	0,23	0,7
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,54	0,55	- 1,5
Пласт БС10/0, залежь в районе скважины № 190Р (запасы категории С ₂)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	566	544	4,0
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	6065	5905	2,7
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	4308	4315	- 0,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,4	1,4	0,6
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,22	0,22	1,8
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,53	0,53	- 0,8
Пласт БС10/0, залежь в районе скважины № 190Р (запасы категорий ВС ₁ +С ₂)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	4897	4799	2,0
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	49651	47851	3,8
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	17975	17978	- 0,02
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,8	2,9	- 3,7
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,23	0,23	0
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,54	0,855	- 1,8
Пласт БС10/0, залежь в районе скважины № 226Р (запасы категории ВС ₁)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	442	436	1,4
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	4305	4155	3,6
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	1783	1774	0,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,4	2,3	5,0
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,24	0,24	- 2,1
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,55	0,55	0,4
Пласт БС10/0, залежь в районе скважины № 248П (запасы категории С ₂)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	62	62	0,2
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	545	546	- 0,2
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	545	555	- 1,9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,0	1,0	0
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,24	0,24	0
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,60	0,60	0,3
Пласт БС10/0, залежь в районе скважины № 4457П (запасы категории В)			
Начальные геологические запасы нефти, тыс. тонн	1443	1402	2,9
Объём нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	14944	14835	0,7
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	6345	6313	0,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,4	2,4	- 1,9
Средний коэффициент пористости (нефтяная часть), доли ед.	0,23	0,23	0,4
Средний коэффициент начальной нефтенасыщенности, доли ед.	0,53	0,52	1,3

Оценка достоверности геологических моделей

Для оценки достоверности созданных цифровых геологических моделей проведён анализ статистической сходимости параметров, определённых по результатам интерпретации ГИС и полученных в ячейках моделей, через которые проходят траектории скважин. Проведено сравнение площади нефтеносности, эффективного нефтенасыщенного объёма и начальных геологических запасов нефти, числящихся на государственном балансе и полученных по модели.

Для качественной оценки достоверности моделей проведено сопоставление карт эффективных нефтенасыщенных толщин, построенных по данным ГИС, соответствующих государственному балансу с учётом оперативных изменений, и построенных по моделям (рис. 9).

По результатам оценки геологические модели продуктивного пласта БС10/0 Восточно-Сургутского месторождения можно считать достоверными – по всем средним значениям параметров расхождения не превышают 5 %.

Цифровые фильтрационные модели Восточно-Сургутского месторождения

При построении фильтрационных моделей были использованы результаты лабораторных исследований керна, свойств пластовых флюидов, анализа геолого-промысловой информации.

Фильтрационные модели описывают неравновесную трёхмерную фильтрацию нефти и воды в пористой среде, учитывают следующие факторы и условия:

- геологическое строение и фильтрационно-емкостные свойства пласта с высокой степенью детализации его описания;
- неоднородность пласта по проницаемости и толщине, прерывистый характер распространения песчаных тел;
- сжимаемость коллектора и насыщающих его флюидов;
- влияние гравитационных и капиллярных сил на распределение фаз по высоте.

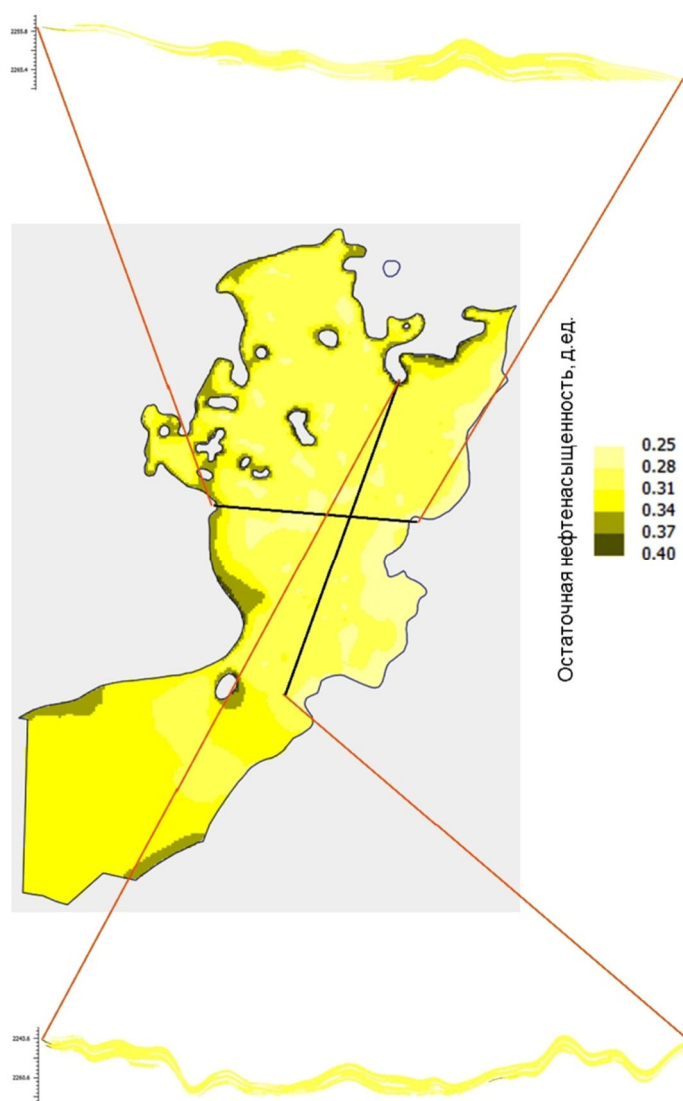


Рисунок 10 – Вырезка из куба остаточной нефтенасыщенности пласта БС10/0 (основная залежь)

Относительные фазовые проницаемости

Для построения модифицированных функций ОФП использованы результаты лабораторных исследований керна.

В областях двухфазной фильтрации функции ОФП аппроксимируются степенными зависимостями, если одна из фаз неподвижна, функция ОФП второй фазы линейна.

Моделирование скважин

При гидродинамическом моделировании геолого-технические мероприятия учитывались следующим образом:

- изменением интервалов перфорации – перфорационные методы, ВИР, РИР, потокоотклоняющие технологии;
- изменением забойных давлений – депрессионные методы;
- изменением относительной продуктивности скважин – физико-химические методы (ОПЗ), ГРП.

Уточнение параметров (адаптация) фильтрационной модели

на основе анализа истории разработки

Восточно-Сургутское месторождение находится в разработке с 1992 года. При воспроизведении истории по разрабатываемым объектам в цифровой фильтрационной модели в качестве граничного условия для добывающих скважин задан дебит жидкости, для нагнетательных – давление на устье.

Расчёт прогнозных показателей проведён при заданных забойных давлениях в добывающих скважинах и устьевых давлениях в нагнетательных скважинах. Отключение добывающих скважин проводилось при достижении предельной обводнённости – 98 %, либо при дебите нефти менее 0,5 тонн/сут. Отключение нагнетательных скважин проводилось при отсутствии на участке работающих добывающих скважин. В результате гидродинамических расчётов в виде массивов записана информация по скважинам с шагом в один квартал, для построения полей – с шагом в один год.

В результате адаптации объекта БС10/0 получена поскважинная сходимость 80 % – отклонение расчётной накопленной добычи нефти от фактической в 385 из 481 перебивавших в эксплуатации скважин, находится в пределах ± 20 %.

Отклонение накопленной добычи нефти от фактической не превышает 5 % по всем эксплуатационным объектам.

Выводы

1. Сравнение подсчётных параметров, начальных геологических запасов нефти по 2Д и 3Д геологическим моделям и результаты статистической оценки сходимости параметров свидетельствуют о достаточно высокой достоверности цифровых геологических моделей.

2. Представленные цифровые фильтрационные модели могут быть использованы для расчётов прогнозных технологических показателей разработки.

3. Расчёт прогнозных показателей разработки проведён при заданных забойных давлениях в добывающих скважинах и устьевых давлениях в нагнетательных скважинах.

Литература

1. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
2. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2019. – 275 с.
3. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 частях: учебное пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.

4. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами: диссертация на соискание учёной степени доктора технических наук // Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук. – М., 2013. – 432 с.
5. Борисова Н.Ф. Радиогеохимическая характеристика баженовской свиты Восточно-Сургутского нефтяного месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина (03–07 апреля 2017 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2017. – С. 350–351.
6. Учёт геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений / С.В. Галкин [и др.] // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – № 4. – С. 408–417.
7. Зинатуллина Э.Р., Чудинова Д.Ю. Секторное геологическое моделирование для подсчёта запасов локального участка залежи // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: ежегодный сборник научных трудов. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2020. – С. 30–34.
8. Методика построения литофациальных схем-карт для анализа процесса формирования пласта ЮС1 Восточно-Сургутского месторождения / Ю.А. Котенев [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 6 (45). – С. 34–36.
9. Краузе Н.А. Геологические 3D-модели месторождения как способ изучения Восточно-Сургутского месторождения // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета (04–08 апреля 2016 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – С. 350–352.
10. Леоненко А.Р. Численная инверсия комплекса данных электромагнитного и бокового каротажных зондирований с построением геоэлектрической модели юрского коллектора Восточно-Сургутского месторождения // Геология: материалы 58-й Международной научной студенческой конференции (10–13 апреля 2020 года, г. Новосибирск). – Новосибирск : Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2020. – С. 50.
11. Небогин С.Н., Павельева О.Н. Типизация разреза продуктивного пласта ЮС2 с целью выявления закономерностей распределения проницаемых пород на территории Восточно-Сургутского месторождения // Новые технологии – нефтегазовому региону: материалы Международной научно-практической конференции (16–20 мая 2016 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 146–149.
12. Орловский С.Л., Султанова Э.Р. Геологическое строение Восточно-Сургутского месторождения // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: ежегодный сборник научных трудов. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2019. – С. 120–122.
13. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических исследований насосных скважин Восточно-Сургутского нефтяного месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2015. – № 3. – С. 59–80.
14. Плиева Е.Б., Татарина Е.Э. Анализ разработки и наиболее эффективные ГТМ, используемые на объекте тюменской свиты Восточно-Сургутского месторождения // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 139–142.
15. Попов И.П., Попов А.И., Максимов М.Н. Геолого-промысловые особенности разработки Восточно-Сургутского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – № 3 (93). – С. 40–43.
16. Путинцева П.О. Особенности интерпретации данных электрокаротажа в нефтяных скважинах с горизонтальным завершением на примере Восточно-Сургутского месторождения // Геология: материалы 57-й Международной научной студенческой конференции (14–19 апреля 2019 года, г. Новосибирск). – Новосибирск : Новосибирский национальный исследовательский государственный университет, 2019. – С. 99.
17. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Построение цифровых моделей Хасырейского нефтяного месторождения с целью геологического обоснования его доразведки // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 2. – С. 186–215.
18. Савенок О.В., Демченко А.В. Построение цифровых моделей Георгиевского месторождения с целью анализа текущей выработки запасов нефти и обоснования мероприятий по достижению проектного коэффициента нефтеизвлечения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 28–42.

19. Построение гидродинамической модели Роговского газового месторождения / О.В. Савенок [и др.] // Рассохинские чтения: материалы XIII Международной конференции (04–05 февраля 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 235–240.
20. Построение геологической модели Роговского газового месторождения / О.В. Савенок [и др.] // Рассохинские чтения: материалы XIII Международной конференции (04–05 февраля 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 247–253.
21. Построение цифровых моделей Юбилейного газоконденсатного месторождения / О.В. Савенок [и др.] // СЕВЕРГЕОЭКТЕХ-2021: доклады XXII Международной молодёжной научной конференции (17–19 марта 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021. – С. 446–451.
22. Солонина К.В. Общие сведения Восточно-Сургутского месторождения // Технологические решения строительства скважин на месторождениях со сложными геолого-технологическими условиями их разработки: материалы II Международной научно-практической конференции, посвящённой памяти Виктора Ефимовича Копылова (15–17 февраля 2022 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2022. – С. 122–124.
23. Юрков Р.В. Особенности емкостно-фильтрационных свойств пласта ЮС21 Восточно-Сургутского месторождения нефти (Тюменская область) // Студенческая научная весна – 2021: материалы региональной научно-технической конференции (конкурса научно-технических работ) студентов, аспирантов и молодых учёных вузов Ростовской области (13–14 мая 2021 года, г. Новочеркасск). – Новочеркасск : Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2021. – С. 295.
24. Татаринова Е.Э. Особенности геологического строения и выработки запасов пласта Ю1/1 Восточно-Сургутского месторождения // Ашировские чтения. – 2019. – Т. 1. – № 1 (11). – С. 228–231.

References

1. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields: a tutorial. – M. : Publishing house «Infra-Engineering», 2020. – 244 p.
2. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields: textbook. – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2019. – 275 p.
3. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: in 2 parts: a tutorial. – Ukhtha : Ukhtha State Technical University, 2021–2022.
4. Savenok O.V. Improving the efficiency of basic and information-control technologies in the development of hydrocarbon deposits with hard-to-recover reserves: a dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences. A.A. Blagonravov of the Russian Academy of Sciences. – M., 2013. – 432 p.
5. Borisova N.F. Radiogeochemical characteristics of the Bazhenov formation of the Vostochno-Surgut oil field // Problems of geology and subsoil development: Proceedings of the XXI International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 130th anniversary of the birth of Professor M.I. Kuchina (03–07 April 2017, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2017. – P. 350–351.
6. Accounting for the geomechanical properties of the reservoir in the development of multilayer oil fields / S.V. Galkin [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2020. – Vol. 244. – № 4. – P. 408–417.
7. Zinatullina E.R., Chudinova D.Yu. Sector geological modeling for calculating the reserves of a local area of a deposit // Oil and gas technologies and new materials. Problems and Solutions: an annual collection of scientific papers. – Ufa : Publishing house of scientific and technical literature «Monograph», 2020. – P. 30–34.
8. Technique for constructing lithofacies scheme-maps for the analysis of the process of formation of the YUS1 formation of the East Surgut field / Yu.A. Kotenev [et al.] // Exposition Oil and Gas. – 2015. – № 6 (45). – P. 34–36.
9. Krause N.A. Geological 3D-models of the field as a way to study the Vostochno-Surgutskoye field // Problems of geology and subsoil development: Proceedings of the XX International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 120th anniversary of the founding of Tomsk Polytechnic University (04–08 April 2016, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2016. – P. 350–352.
10. Leonenko A.R. Numerical inversion of the dataset of electromagnetic and lateral logging soundings with the construction of a geoelectric model of the Jurassic reservoir of the Vostochno-Surgutskoye field // Geology: materials of the 58th International scientific student conference (April 10–13, 2020, Novosibirsk). – Novosibirsk : Novosibirsk National Research State University, 2020. – P. 50.

11. Nebogin S.N., Pavelyeva O.N. Typification of the section of the YUS2 productive formation in order to identify patterns in the distribution of permeable rocks in the territory of the Vostochno-Surgut field // *New technologies for the oil and gas region: materials of the International Scientific and Practical Conference (May 16–20, 2016, Tyumen)*. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2016. – P. 146–149.
12. Orlovsky S.L., Sultanova E.R. Geological structure of the Vostochno-Surgutskoye field // *Oil and gas technologies and new materials. Problems and Solutions: an annual collection of scientific papers*. – Ufa: Publishing house of scientific and technical literature «Monograph», 2019. – P. 120–122.
13. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analysis of hydrodynamic studies of pumping wells of the Vostochno-Surgut oil field // *Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2015. – № 3. – P. 59–80.
14. Plieva E.B., Tatarinova E.E. Analysis of the development and the most effective well interventions used at the Tyumen suite of the Vostochno-Surgutskoye field // *Bulatovskie readings*. – 2019. – Vol. 2. – P. 139–142.
15. Popov I.P., Popov A.I., Maksimov M.N. Geological and commercial features of the development of the Vostochno-Surgutskoye field // *News of higher educational institutions. Oil and gas*. – 2012. – № 3 (93). – P. 40–43.
16. Putintseva P.O. Features of interpretation of electric logging data in oil wells with horizontal completion on the example of the Vostochno-Surgutskoye field // *Geology: Proceedings of the 57th International Scientific Student Conference (April 14–19, 2019, Novosibirsk)*. – Novosibirsk : Novosibirsk National Research State University, 2019. – P. 99.
17. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Construction of digital models of the Khasyrey oil field for the purpose of geological substantiation of its additional exploration // *Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2021. – № 2. – P. 186–215.
18. Savenok O.V., Demchenko A.V. Building digital models of the Georgievskoye field in order to analyze the current production of oil reserves and justify measures to achieve the design oil recovery factor // *Nauka. Technique. Technologies (polytechnic bulletin)*. – 2019. – № 3. – P. 28–42.
19. Building a hydrodynamic model of the Rogovskoye gas field / O.V. Savenok [et al.] // *Rassokhin Readings: Proceedings of the XIII International Conference (04–05 February 2021, Ukhta)*. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 235–240.
20. Construction of a geological model of the Rogovsky gas field / O.V. Savenok [et al.] // *Rassokhin Readings: Proceedings of the XIII International Conference (04–05 February 2021, Ukhta)*. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 247–253.
21. Construction of digital models of the Yubileinoye gas condensate field / O.V. Savenok [et al.] // *SEVERGEOECOTECH–2021: reports of the XXII International Youth Scientific Conference (March 17–19, 2021, Ukhta)*. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021. – P. 446–451.
22. Solonin K.V. General information of the Vostochno-Surgutskoye field // *Technological solutions for the construction of wells in fields with difficult geological and technological conditions for their development: materials of the II International scientific and practical conference dedicated to the memory of Viktor Efimovich Kopylov (February 15–17, 2022, Tyumen)*. – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2022. – P. 122–124.
23. Yurkov R.V. Features of the capacitive-filtration properties of the YUS21 formation of the East Surgut oil field (Tyumen region) // *Student scientific spring – 2021: materials of the regional scientific and technical conference (competition of scientific and technical works) of students, graduate students and young scientists of universities of the Rostov region (13–14 May 2021, Novochoerkassk)*. – Novochoerkassk : South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platova, 2021. – P. 295.
24. Tatarinova E.E. Peculiarities of the geological structure and depletion of reserves of the Yu1/1 formation of the Vostochno-Surgutskoye field // *Ashirovskie chteniya*. – 2019. – Vol. 1. – № 1 (11). – P. 228–231.