

УДК 622.276

*ПОСТРОЕНИЕ ТРЁХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРИОБ-  
СКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

**Е.О. ПЕТРУШИН<sup>1</sup>, А.С. АРУТЮНЯН<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*ЦДНГИ ОАО «Печоранефть», 8-988-47-47-421, eopetrushin@yahoo.com*

<sup>2</sup>*ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический универси-  
тет», 8-918-488-39-50, mereniya@mail.ru*

В статье выполнено построение трёхмерной геологической модели Приобского нефтяного месторождения. Рассмотрены цифровые модели месторождения (корреляция продуктивных пластов; анализ структурных построений; обоснование сеточной области трёхмерной геологической модели; результаты построения 3D литологических моделей) и фильтрационная модель (методическая основа построения фильтрационной модели; обоснование типа модели; создание гидродинамической модели сектора № 2).

**Ключевые слова:** цифровые модели месторождения; цифровая трёхмерная адресная геологическая модель; фильтрационно-емкостные свойства; корреляция продуктивных пластов; анализ структурных построений; фильтрационная модель месторождения; методическая основа построения фильтрационной модели.

### **1. Общие сведения о месторождении**

Приобское нефтяное месторождение (рисунок 1) открыто в 1982 году, в 1988 – введено в разработку. Южная лицензионная территория (ЮЛТ) разрабатывается с 1999 года. Административно месторождение находится в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области РФ. Ближайшими соседними месторождениями являются Салымское и Приразломное.

Лицензия на разработку ЮЛТ месторождения от 26.12.2001 г. выдана ООО «Газпромнефть-Хантос». Все работы по геологическому изучению, разработке и обустройству месторождений на территории лицензионных участков принадлежащих ООО НК «Газпромнефть-Хантос». Объектами промышленной разработки на месторождении являются пласты АС<sub>10</sub>, АС<sub>12</sub> черкашинской свиты. В соответствии с техническим заданием для проектирования приняты геологическая основа и запасы нефти, соответствующие балансу РФ ГФ по состоянию на 01.01.2017 г. в количестве:

геологические:

- категория В+С<sub>1</sub>            1 043 886 тыс. тонн;
- категория С<sub>2</sub>                261 176 тыс. тонн;

извлекаемые:

- категория В+С<sub>1</sub>            282 895 тыс. тонн, КИН – 0,271;
- категория С<sub>2</sub>                70 779 тыс. тонн, КИН – 0,271.

Действующим проектным документом является «Дополнение к технологической схеме опытно-промышленной разработки южной лицензионной территории Приобского месторождения». Нефтяное месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины. Территория работ удалена на восток от г. Ханты-Мансийска на 65 км, на запад от г. Нефтеюганска на 180 км, на юго-запад от п. Горноправдинска на 75 км, на юго-запад от г. Тобольска на 325 км. К юго-востоку от месторождения проходят трассы газопровода Уренгой – Челябинск – Новополюцк и нефтепровода Усть – Балык – Омск. Изучаемая территория, включающая в себя Приобское месторождение, субширотно пересекается рекой Обь (рис. 1).



Рисунок 1 – Обзорная схема района работ

## 2. Цифровые модели Приобского месторождения

Построение геологической модели выполняется в целях дальнейшего изучения и уточнения геологического строения месторождения, более детального анализа и оценки текущего состояния разработки. Качественная и детальная геологическая модель позволяет повысить надёжность и адекватность прогнозных расчётов показателей разработки, а вместе с тем наиболее полно и достоверно определить недостатки системы разработки, принять обоснованные решения по её усовершенствованию. По определению, цифровая трёхмерная адресная геологическая модель (ГМ) объекта разработки является составной частью ГТМ и представляет собой набор объёмных сеток параметров модели, характеризующих:

- пространственное положение в объёме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых (слабопроницаемых) прослоев;
- пространственное положение стратиграфических границ продуктивных пластов;
- пространственное положение литологических границ в пределах пластов;

- пространственное положение начальных и текущих флюидных контактов;
- средние значения в ячейках сетки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород-коллекторов, позволяющих рассчитать начальные и текущие запасы углеводородов, и т.д.

Приобское месторождение (южная часть) большое по размерам  $66 \times 44 \text{ км}^2$ , что соответственно затрудняет создание одной общей 3D модели. Было принято решение для построения детальных ПДГТМ разбить месторождение на сектора (рисунок 2).

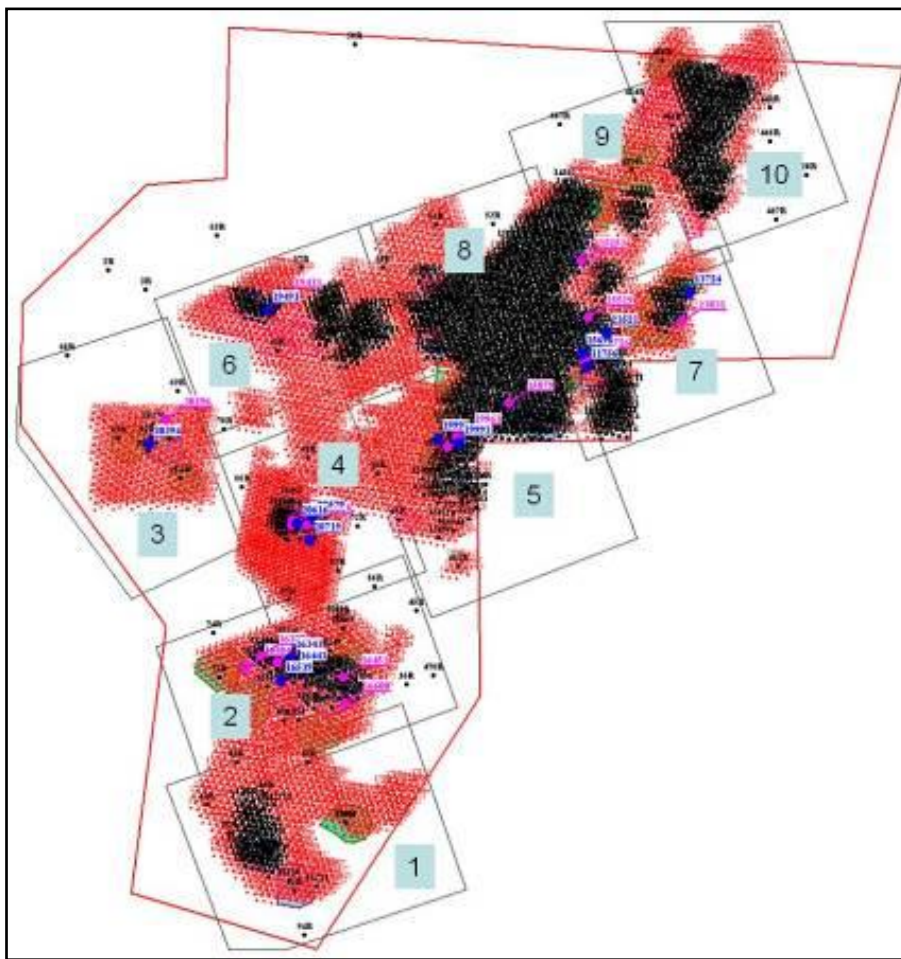


Рисунок 2 – Схема секторов южного лицензионного участка

### **2.1. Корреляция продуктивных пластов**

Для построения трёхмерной геологической модели важно правильно описать структуру моделируемого пространства, т.е. создать структурную

модель с наиболее точным представлением о строении месторождения, которая в свою очередь определяется корреляционными границами пластов. Подтверждением этого, как правило, является адекватная картина литологического распределения коллекторов. От качества выполнения детальной корреляции зависит точность подсчёта запасов, и как следствие, обоснованность технологических решений при разработке Приобского месторождения.

В разрезе нижнемеловых отложений на Приобском месторождении выделены отложения черкашинской свиты (пласты  $AC_4$ - $AC_{12}$ ). В подсчёте запасов было выделено два основных нефтеносных объекта  $AC_{10}$  и  $AC_{12}$ . Подсчётный объект  $AC_{10}$  включает в себя продуктивные пласты  $AC_{10}^0$  и  $AC_{10}^1$ . Подсчётный объект  $AC_{12}$  включает в себя пласты  $AC_{12}^1$  и  $AC_{12}^2$ .

## **2.2. Анализ структурных построений**

Основой каркаса геологической модели является построение структурных карт по кровле и подошве пластов. Структурные поверхности получены по результатам сейсмической интерпретации в глубинном измерении и геологическим маркерам по скважинам. Построение геометрического каркаса продуктивных пластов  $AC_{10}^0$ ,  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{12}^1$  и  $AC_{12}^2$  в пределах южного лицензионного участка Приобского месторождения производилось с использованием программного комплекса Igar RMS (рисунок 3).

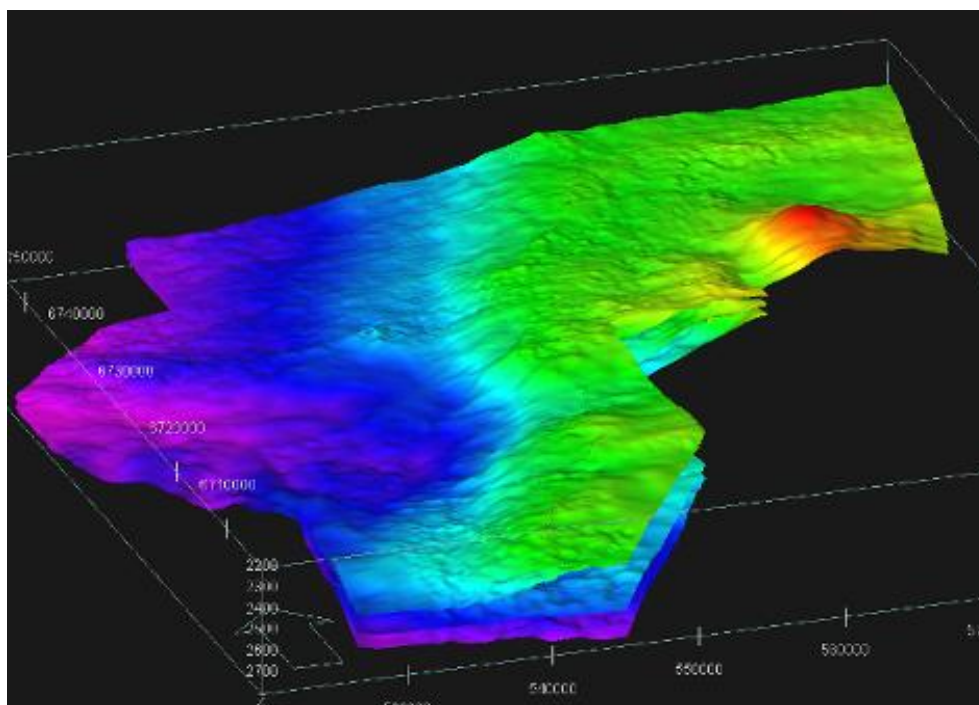


Рисунок 3 – Структурная модель южного лицензионного участка Приобского месторождения

### 2.3. Обоснование сеточной области трёхмерной геологической модели

Трёхмерная геологическая модель представляет собой объёмное поле в координатах  $X$ ,  $Y$ ,  $Z$ , каждая ячейка которого характеризуется признаком породы (коллектор-неколлектор) и значениями фильтрационно-емкостных свойств пород (начальная нефтенасыщенность, пористость, проницаемость и другие свойства). Построение 3D секторных геологических моделей продуктивных пластов  $AC_{10}^0$ ,  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{12}^1$  и  $AC_{12}^2$  в пределах южного лицензионного участка Приобского месторождения производилось с использованием программных комплексов Irap RMS и Petrel.

Для построения трёхмерных геологических моделей участков создавались самостоятельные сетки для каждого стратиграфического пласта. Каждая из сеток строилась в стратиграфических границах, полученных на этапе структурного моделирования. Горизонтальные размеры ячеек  $50 \times 50$

метров. Учитывая дальнейшие гидродинамические расчёты, степень разбуренности месторождения и пространственным расположением залежей нефти, было принято решение разбить месторождение в пределах лицензионного участка на сектора (см. рис. 2). Разбиение сеточной области на слои производилось согласно принятой модели осадконакопления. Так, для пластов черкашинской свиты принята модель согласного залегания слоёв относительно кровли пласта (из-за присутствия зон выклинивания). При этом мощность слоя принята равной 0,4 м. Подробная характеристика геометрии сеточной области секторных геологических моделей (сектора №№ 2, 4 и 7) продуктивных пластов южной части Приобского месторождения приведена в таблице 1. На рисунках 4 и 5 в качестве примера показаны 3D геологические сетки по 4 и 7 секторам Приобского месторождения.

Таблица 1 – Размерность секторных геологических моделей

Объект разработки	Пласт	Размер участка, м		Размер ячеек, м	
		по X, Y	по Z	по X, Y	по Z
АС <sub>10</sub>	АС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	18850×11450	0-169	50×50	0,5
АС <sub>12</sub>	АС <sub>12</sub> <sup>1</sup>	18850×11450	2,7-122,4	50×50	0,5
	АС <sub>12</sub> <sup>2</sup>	18850×11450	8,4-117,8	50×50	0,5
АС <sub>10</sub>	АС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	11500×14300	23,9-163,1	50×50	0,4
	АС <sub>10</sub> <sup>1</sup>	11500×14300	19,9-147,1	50×50	0,4
АС <sub>10</sub>	АС <sub>10</sub> <sup>1</sup>	14000×11100	0-131,8	50×50	0,4
АС <sub>12</sub>	АС <sub>12</sub> <sup>1</sup>	14000×11100	10,8-118,9	50×50	0,4

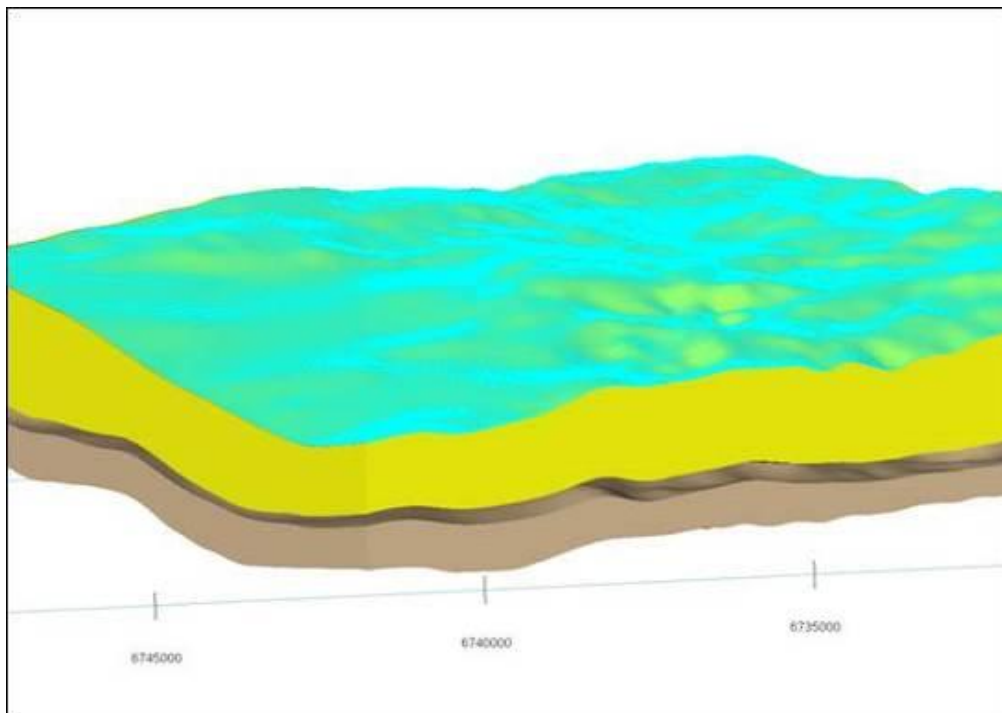


Рисунок 4 – Фрагмент сеточной области трёхмерной геологической модели сектора № 4 Приобского месторождения

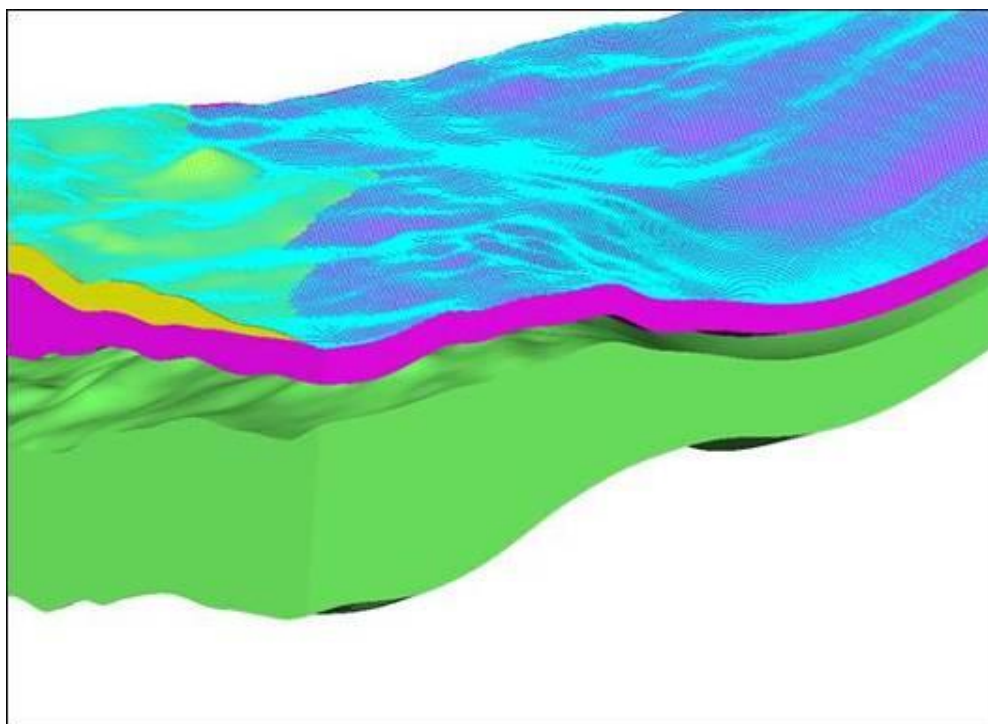


Рисунок 5 – Фрагмент сеточной области трёхмерной геологической модели сектора № 7 Приобского месторождения



## 2.4. Результаты построения 3D литологических моделей

Кубы литологии моделируемых участков южной части Приобского месторождения построены с использованием осреднённых скважинных данных и 2D тренда в виде карты песчанистости продуктивных пластов  $AC_{10}^0$ ,  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{12}^1$  и  $AC_{12}^2$ , полученной из 2D модели. При построении куба литологии использовался стохастический пиксельный метод «Facies: indicators», основанный на интерполяции вероятности наличия того или иного типа пород. Этим методом по продуктивным пластам  $AC_{10}^0$ ,  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{12}^1$  и  $AC_{12}^2$  в районе моделируемых секторов выполнялись 15-17 реализаций дискретного куба литологии, которые затем усреднялись в один непрерывный куб. Итоговый дискретный куб литологии получен отсекающим значением, подобранным таким образом, чтобы объём нефтенасыщенных пород по залежам укладывался в допустимые рамки расхождений с таковым в 2D модели. На рисунках 6-8 представлены фрагменты кубов литологии по секторным моделям участков №2, 4 и 7.



Рисунок 6 – Фрагмент куба литологии (сектор № 2)

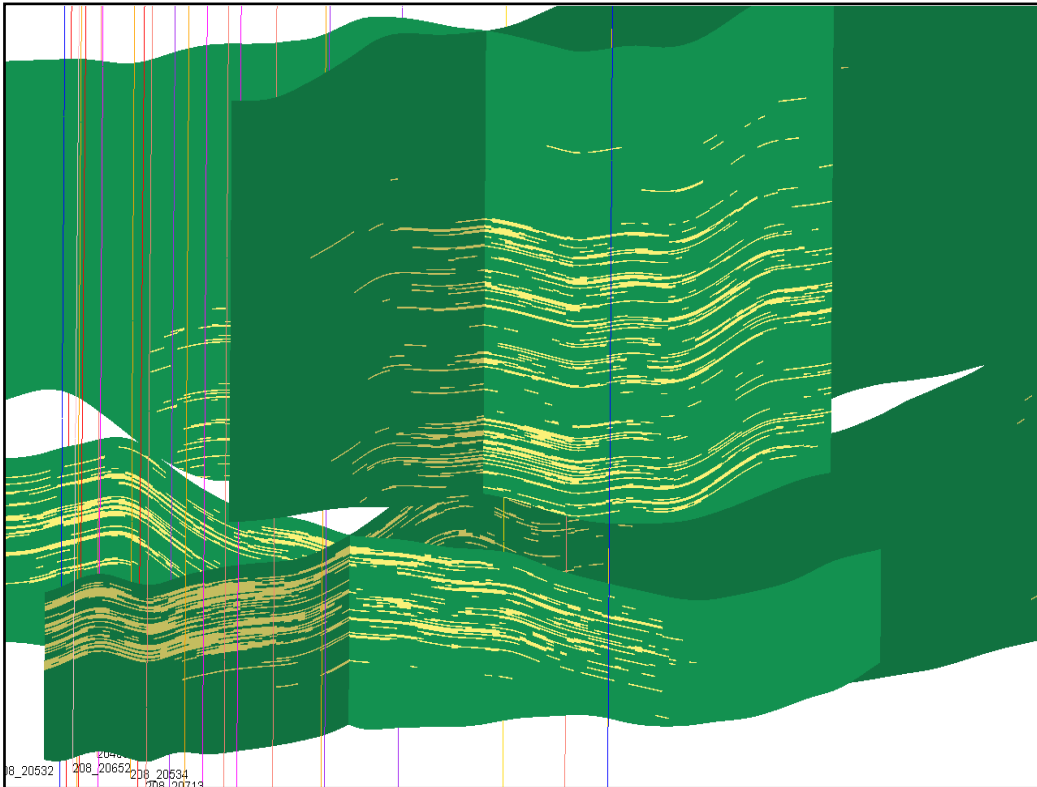


Рисунок 7 – Фрагмент куба литологии (сектор № 4)

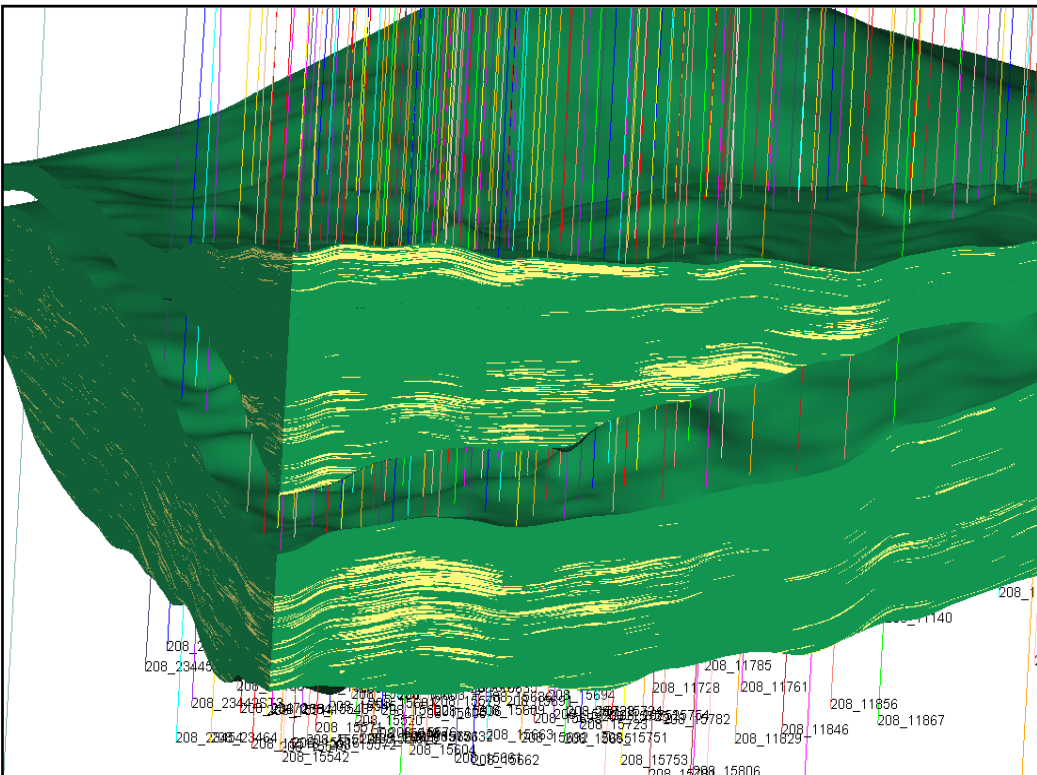


Рисунок 8 – Фрагмент куба литологии (сектор № 7)

### 3. Фильтрационная модель Приобского месторождения

Исходными для фильтрационной модели служат статические цифровые геологические модели и дополнительные данные, характеризующие движение флюидов в пластах-коллекторах. На завершающей стадии создаётся фильтрационная модель как численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов в залежи. Площадь моделирования пластов не ограничивается границей лицензионного участка, а учитывает 1,5 км зону за всем периметром ЮЛТ. Площадь нефтенасыщенных коллекторов южного лицензионного участка Приобского месторождения составляет 1932 тыс. м<sup>2</sup>. Вследствие того, что общая модель Приобского месторождения велика как геометрически, так и по техническим возможностям вычислительной техники и временным затратам, модель разделена на 10 секторов (рисунок 9).

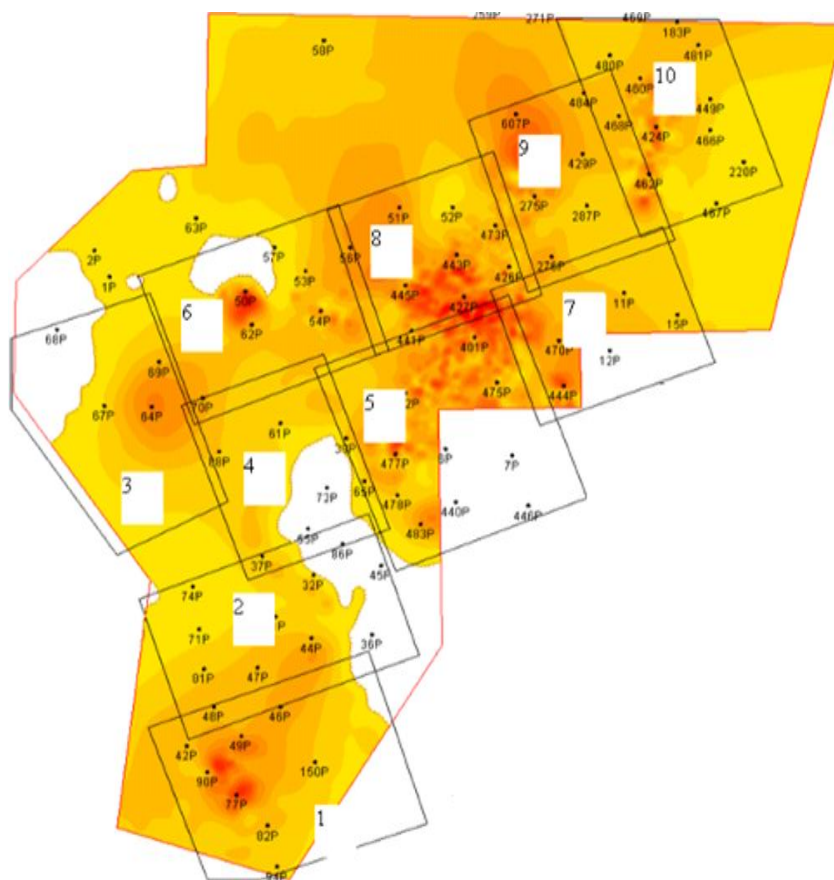


Рисунок 9 – Схема выделения на месторождении

Сектора отличаются сложностью геологического строения, наличием одного или нескольких пластов на своём участке, различной степенью разбуренности и историей разработки. На примере нескольких секторов можно продемонстрировать выполнение и качество построения гидродинамических моделей.

### **3.1. Методическая основа построения фильтрационной модели**

Создание геолого-технологической модели месторождения сопряжено с систематизацией, анализом большого количества геолого-геофизической, промысловой и технологической информации, а также с процессом её качественной визуализации. В связи с этим выполнение поставленной задачи возможно только на базе современных программных технологий. При построении фильтрационных секторных моделей Приобского месторождения применялся программный комплекс Eclipse 100. Построение цифровой геолого-фильтрационной модели было реализовано в соответствии с требованиями РД.

### **3.2. Обоснование типа модели**

При построении трёхмерной геологической модели каждого сектора была создана сеточная область на основе структурных карт. Прямоугольная в плане гидродинамическая сетка с равномерным постоянным шагом ( $50 \times 50 \text{ м}^2$ ) размещена на объект моделирования, полностью его перекрывая. Обоснование шага вдоль координатных осей  $X$  и  $Y$  основано на плотности размещения скважин при условии сохранения между ними 3-5 узлов. Для построения фильтрационных моделей принята схема формирования каркаса на основе геометрии «угловой точки» (CORNER POINT).

Нефть продуктивных пластов характеризуется средним значением газового фактора  $52,9 \text{ м}^3/\text{т}$  и средним давлением насыщения  $8,26 \text{ МПа}$ , на-

чальное пластовое давление 26 МПа. В гидродинамических расчётах принята модель «Black Oil».

### **3.3. Создание гидродинамической модели сектора № 2**

В качестве основы для создания фильтрационной модели использовалась секторная геологическая модель района кустов 41-44 Приобского месторождения, построенная на основе всей исходной сейсмической и геолого-физической информации, полученной на 01.01.2017 г. Геологическая модель данного района представлена тремя сетками (гридами) по пластам  $AC_{10}^1$ ,  $AC_{10}^2$  и  $AC_{12}$ . При переходе от геологической к гидродинамической модели выполнена процедура объединения геологических сеток в единый куб и проведён апскейлинг, а именно: количество слоёв по вертикали с 460 преобразовано в 96 слоёв. На рисунке 10 приведены ГСР по пластам из геологической модели и из гидродинамической модели, из которых видно, что литологическая зависимость хорошо сохранена. Общий вид ГДМ участка представлен на рисунке 11.

Таким образом, размерность сетки для секторной модели кустов 41 и 44 составила  $377 \times 229 \times 96$  ячеек, что соответствует 8287698 ячеек, из которых активными являются 539062 ячеек. При проведении апскейлинга удалось сохранить хорошую детальность геологического описания пласта: максимальная и минимальная толщины ячеек фильтрационной модели составили 0,6 и 3,5 м соответственно при среднем значении равном 2,4 м.

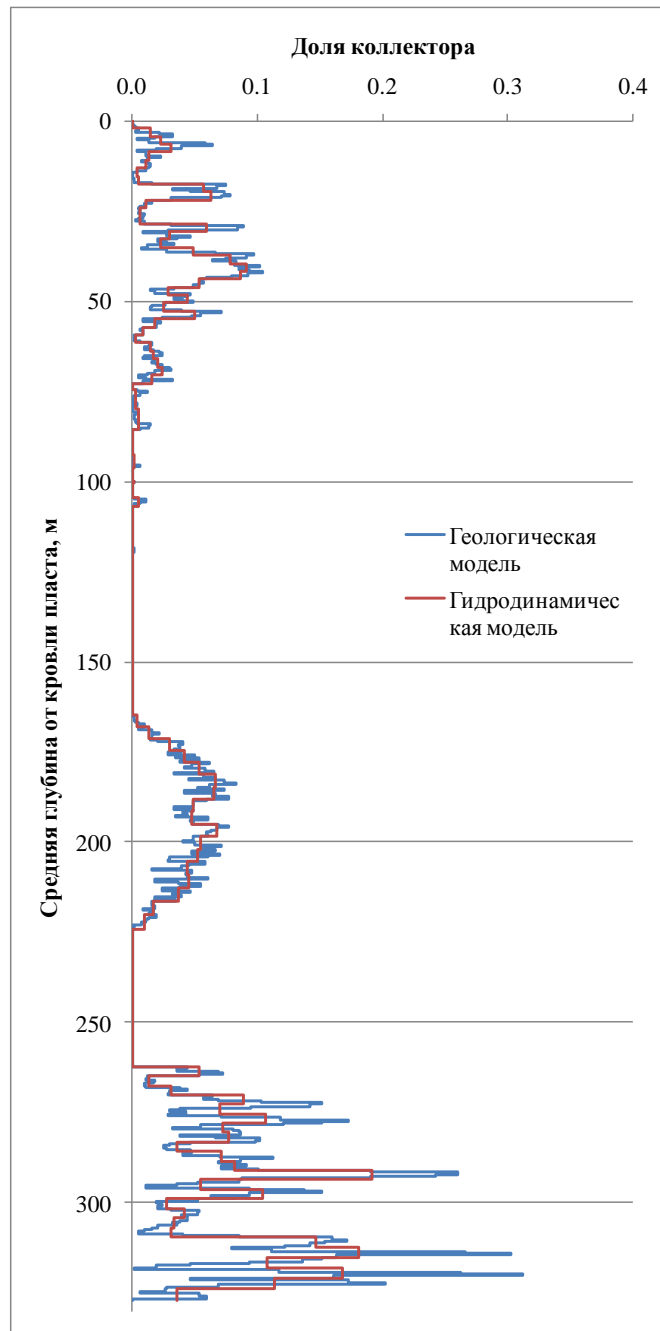


Рисунок 10 – ГСР по литологии, геологическая и гидродинамическая модели

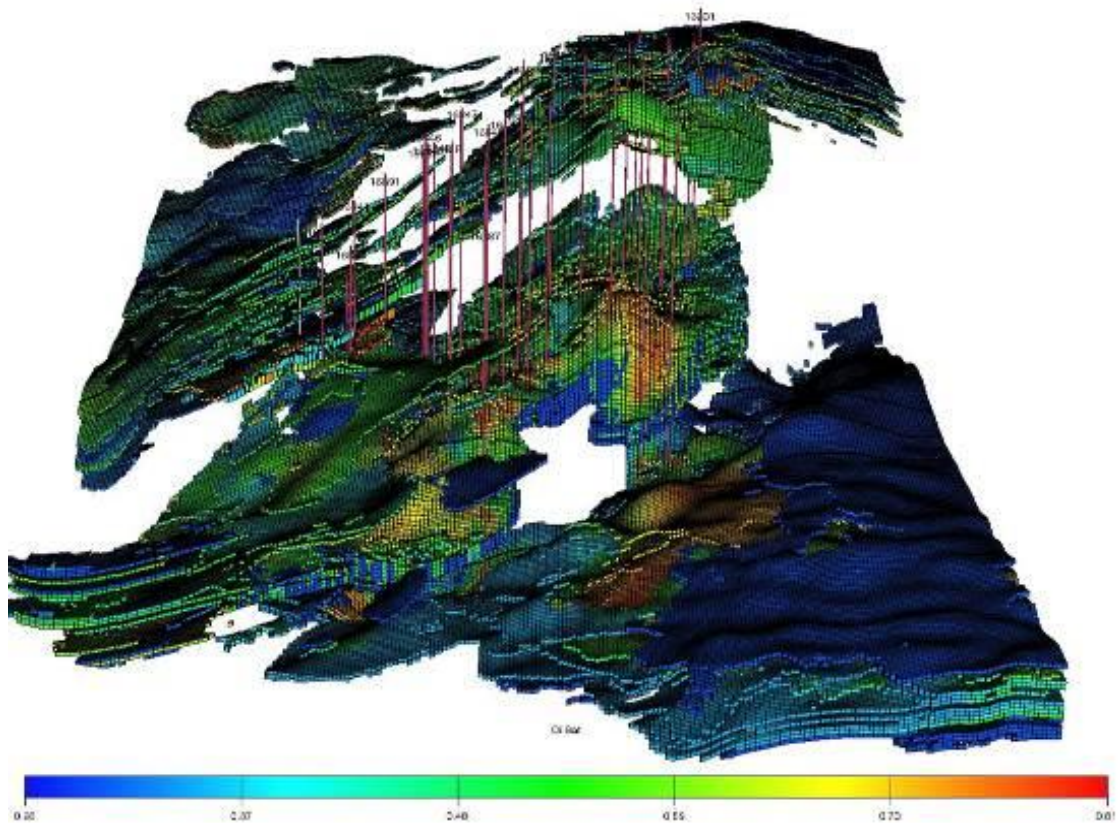


Рисунок 11 – Общий вид гидродинамической модели кустов 40-44

## ЛИТЕРАТУРА

1. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа Южно-Приобского месторождения Ханты-Мансийского района Тюменской области / Федорцова С.А. и др. – М.: Главтюменьгеология, 2000.
2. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Южно-Приобского месторождения. – Тюмень: СибНИИИП, 2009.
3. Состояние разработки и перспектива добычи нефти по месторождениям ООО «Газпромнефть-Хантос» (авторский надзор). – Тюмень: СибНИИИП, 2009.
4. Отчёт о НИР «Авторский надзор за разработкой Южно-Приобского месторождения». – Тюмень: СибНИИИП, 2009.
5. РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений».
6. Повышение эффективности эксплуатации скважин на нефтяном месторождении [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bc69b4d43b88521316d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bc69b4d43b88521316d27_0.html)

7. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
8. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические исследования скважин на установившихся режимах // Научно-практический журнал «Аспирант». – Ростов-на-Дону, 2015. – № 4/2015. – С. 179-184.
9. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Гидродинамические методы исследования скважин на Приобском месторождении // Сборник материалов Международной научно-практической конференции «Новые технологии в науке и образовании» (08 июня 2015 года, г. Махачкала). – Махачкала: УВО «Махачкалинский инновационный университет», 2015. – С. 8-25.
10. Чуйкин Е.П., Арутюнян А.С., Савенок О.В., Петрушин Е.О. Анализ эффективности гидродинамических исследований скважин на Приобском месторождении // Строительство и ремонт скважин – 2015: сборник докладов Международной научно-практической конференции (21-26 сентября 2015 года, г. Анапа, Краснодарский край) / ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо». – Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2015. – С. 62-68.
11. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ современных технологий интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М.: Издательство «Горная книга», 2015. – № 10. – С. 397-405.
12. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка математической модели изменения давления в процессе исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М.: Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2015. – № 3/2015. – С. 44-48.
13. Чуйкин Е.П., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ гидродинамических методов исследования скважин на Приобском месторождении // Электронный сетевой политематический журнал «Научные труды КубГТУ». – 2015. – № 11 [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://ntk.kubstu.ru/file/632>
14. Чуйкин Е.П., Петрушин Е.О. Анализ эффективности гидродинамических исследований скважин на Приобском месторождении // Тезисы научно-практической конференции молодых специалистов «Опыт поколений. Сила новаций». Секция «Геология,



недропользование и разработка месторождений» (25-27 ноября 2015 года, г. Геленджик). – Краснодар: ООО «Газпром добыча Краснодар», 2015. – С. 15-16.

15. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка применимости полученных данных // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 1. – С. 43-47.

16. Савенок О.В., Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Анализ существующих методов определения параметров пласта по данным гидродинамических исследований горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 4. – С. 23-28.

17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Анализ применения методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин, её особенности и новые возможности // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М.: Издательство ОАО «Газпром пром-газ», 2016. – № 2/2016. – С. 47-58.

18. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Эффективные методы гидрогеологических исследований при разработке нефтегазовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 2. – С. 150-160.

19. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Коффи Амону Кра Аксель Камиль. Геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 3. – С. 142-168.

## REFERENCES

1. Podschyot zapasov nefiti i rastvoryonnogo gaza YUzhno-Priobskogo mestorozhdeniya Nanty-Mansijskogo rajona Tyumenskoj oblasti / Fedorcova S.A. i dr. – М.: Glavtyumen'geologiya, 2000.

2. Dopolnitel'naya zapiska k tekhnologicheskoy skheme razrabotki YUzhno-Priobskogo mestorozhdeniya. – Tyumen': SibNIINP, 2009.

3. Sostoyanie razrabotki i perspektiva dobychi nefiti po mestorozhdeniyam ООО «Gazpromneft'-Hantos» (avtorskiy nadzor). – Tyumen': SibNIIPN, 2009.

4. Otchyot o NIR «Avtorskij nadzor za razrabotkoj YUzhno-Priobskogo mestorozh-deniya». – Tyumen': SibNIINP, 2009.
5. RD 153-39.0-047-00 «Reglament po sozdaniyu postoyanno dejstvuyushchih geologo-tehnologicheskikh modelej neftyanyh i gazoneftyanyh mestorozhdenij».
6. Povyshenie ehffektivnosti ehkspluatacii skvazhin na neftyanom mestorozhdenii EHlektronnyj resurs. Rezhim dostupa: [http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bc69b4d43b88521316d27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625b3bc69b4d43b88521316d27_0.html)
7. Antoniadi D.G., Savenok O.V., SHostak N.A. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Prosveshche-nie-YUG», 2011. – 203 s.
8. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hidrodinamicheskie issledovaniya skvazhin na ustanovivshihsy rezhimah // Nauchno-prakticheskij zhurnal «Aspirant». – Rostov-na-Donu, 2015. – № 4/2015. – S. 179-184.
9. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Hidrodinamicheskie metody issledovaniya skvazhin na Priobskom mestorozhdenii // Sbornik materialov Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii «Novye tekhnologii v nauke i obrazovanii» (08 iyunya 2015 goda, g. Mahachkala). – Mahachkala: UVO «Mahachkalinskij innovacionnyj universitet», 2015. – S. 8-25.
10. CHujkin E.P., Arutyunyan A.S., Savenok O.V., Petrushin E.O. Analiz ehffektivnosti gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin na Priobskom mestorozhdenii // Stroitel'stvo i remont skvazhin – 2015: sbornik dokladov Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (21-26 sentyabrya 2015 goda, g. Anapa, Krasnodarskij kraj) / OOO «Nauchno-proizvodstvennaya firma «Nitpo». – Krasnodar: OOO «Nauchno-proizvodstvennaya firma «Nitpo», 2015. – S. 62-68.
11. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analiz sovremennyh tekhnologij interpretacii rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniy gorizontal'nyh skvazhin // Gornyj informacionno-analiticheskij byulleten' (nauchno-tekhnicheskij zhurnal). – M.: Izdatel'stvo «Gornaya kniga», 2015. – № 10. – S. 397-405.
12. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Razrabotka matematicheskoy modeli izmeneniya davleniya v processe issledovaniya gorizontal'nyh skvazhin // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Inzhener-neftyanyk». – M.: Izdatel'stvo OOO «Aj Di EHs Dril-ling», 2015. – № 3. - 2015. – S. 44-48.

13. CHujkin E.P., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analiz gidrodinamicheskikh metodov issledovaniya skvazhin na Priobskom mestorozhdenii // EHlektronnyj setevoj politematicheskij zhurnal «Nauchnye trudy KubGTU». – 2015. – № 11. EHlektronnyj resurs. Rezhim dostupa: <http://ntk.kubstu.ru/file/632>
14. CHujkin E.P., Petrushin E.O. Analiz ehffektivnosti gidrodinamicheskikh issledovaniy skvazhin na Priobskom mestorozhdenii // Tezisy nauchno-prakticheskoy konferencii molodykh specialistov «Opyt pokolenij. Sila novacij». Sekciya «Geologiya, nedropol'zovanie i razrabotka mestorozhdenij» (25-27 noyabrya 2015 goda, g. Gelendzhik). – Krasnodar: OOO «Gazprom dobycha Krasnodar», 2015. – S. 15-16.
15. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Razrabotka metodiki opredeleniya parametrov plasta po dannym issledovaniya gorizonta'nykh skvazhin i ocenka primenimosti poluchennykh dannykh // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Stroitel'stvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more». – M.: VNIIOEHNG, 2016. – № 1. – S. 43-47.
16. Savenok O.V., Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Analiz sushchestvuyushchih metodov opredeleniya parametrov plasta po dannym gidrodinamicheskikh issledovaniy gorizonta'nykh skvazhin // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Neftepromyslovoe delo». – M.: VNIIOEHNG, 2016. – № 4. – S. 23-28.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analiz primeneniya metodiki opredeleniya parametrov plasta po dannym issledovaniya gorizonta'nykh skvazhin, eyo osobennosti i novye vozmozhnosti // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Nauka i tekhnika v gazovoj promyshlennosti». – M.: Izdatel'stvo OAO «Gazprom prom-gaz», 2016. – № 2/2016. – S. 47-58.
18. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. EHffektivnye metody gidrogeologicheskikh issledovaniy pri razrabotke neftegazovykh mestorozhdenij // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 2. – S. 150-160.
19. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Koffi Amonu Kra Aksel' Kamil'. Geofizicheskie metody issledovaniya skvazhin na Priobskom neftyanom mestorozhdenii // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNIKA. TEKHNOLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2017. – № 3. – S. 142-168.

*THE CONSTRUCTION OF THE THREE-DIMENSIONAL  
GEOLOGICAL MODEL OF THE PRIOSKOYE OIL FIELD*

**E.O. PETRUSHIN<sup>1</sup>, A.S. ARUTYUNYAN<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>*JSC «Pechoraneft», 8-988-47-47-421, eopetrushin@yahoo.com*

<sup>2</sup>*Kuban state technological university, 8-918-488-39-50, mereniya@mail.ru*

In the article the construction of the three-dimensional geological model of the Prioskoye oil field done. Digital models of the field (correlation of productive layers; analysis of structural construction; justification of the grid region of a three-dimensional geological model; results of constructing 3D lithological models), as well as a filtration model (a methodical basis for constructing a filtration model; model type justification; creation of a hydrodynamic model of sector No. 2) are considered.

**Keywords:** digital models of the field; digital three-dimensional address geological model; filtration-capacitive properties; correlation of productive layers; analysis of structural construction; filtration model of the field; methodical basis for constructing a filtration model.