

*ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И ОЦЕНКА
ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ЮЖНО-РУССКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ*

Т.В. СОПНЕВ¹, С.Б. БЕКЕТОВ²

¹ООО «Газпром добыча Ямбург», тел. 8-912-91-777-75, blak7@rambler.ru

²ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», тел. 8-918-96-93-460, bsb.gt@rambler.ru

В статье проведено построение цифровой геологической модели и сделана оценка запасов углеводородов Южно-Русского месторождения. Рассмотрены принципы построения трёхмерных моделей геологических параметров. Приведено обоснование объёмных сеток параметров модели. Выполнены построения структурной модели, построения литологической модели и построения моделей петрофизических параметров.

Ключевые слова: принципы построения трёхмерных моделей; геологические параметры; объёмные сетки параметров модели; построение структурной модели; построение литологической модели; построение моделей петрофизических параметров; анализ цифровой геологической модели; оценка запасов газа.

1. Принципы построения трёхмерных моделей геологических параметров

Геологическая модель пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения, построенная в ОАО «Сибирский научно-аналитический центр», по которой проводился подсчёт запасов свободного газа, построена на основе материалов ГИС по 36 поисково-разведочным и 8 эксплуатационным скважинам. Представленная в статье геологическая модель построена с учётом 43 новых

скважин, пробуренных после 01.01.2006 г. (всего использовано 87 скважин). Построение моделей для залежей пластов осуществлялось в пакете IRAP RMS. Состав и принципы построения постоянно действующих геологических моделей определён «Регламентом на построение постоянно действующих геолого-технологических моделей». В частности, постоянно действующая геологическая модель (ПДГМ) включает в себя трёхмерные и послойные сетки структурных сейсмических поверхностей, увязанных с вертикальными и пологими скважинами, детализированный структурный каркас. Структурный каркас включает в себя структурные стратиграфические карты кровли и подошвы пласта, поверхности межфлюидных контактов, модель тектонических нарушений, а также карты общих и эффективных газонасыщенных толщин, карты и кубы фильтрационных и емкостных параметров. Кроме того, модель дополняется необходимыми, входящими в состав модели, полигонами контуров залежей, полигонами зон замещения и выклинивания коллекторов и т.д.

Создание собственно трёхмерной геологической модели включает несколько этапов:

Первый этап:

- обоснование объёмных сеток модели;
- построение структурной модели;
- создание моделей флюидных контактов;
- построение модели разломов;
- создание трёхмерных сеток по пластам;
- перемасштабирование каротажа на трёхмерные сетки.

Второй этап:

- построение литологической модели;
- создание трёхмерных моделей петрофизических свойств (пористости, проницаемости, насыщенности) по каждому пласту.

Третий этап:

- расчёт эффективных газонасыщенных поровых объёмов;
- подсчёт запасов нефти, газа и конденсата.

Создание трёхмерных моделей литологии и петрофизических свойств может осуществляться с использованием как детерминированных, так и стохастических алгоритмов. Последние рекомендуется применять на стадии разбуренности месторождения разведочными скважинами.

Залежь пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения изучена бурением слабо и лишь в центральной купольной части структуры плотность сетки скважин увеличивается за счёт эксплуатационных кустов. В связи с этим в статье используется стохастический подход к построению трёхмерных геологических моделей пласта ПК₁.

2. Обоснование объёмных сеток параметров модели

В соответствии с Регламентом по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (РД 153-39.0-047-00) вертикальные и горизонтальные размеры ячеек должны выбираться такими, чтобы они обеспечили учёт дифференциации разреза по ФЕС и наличие непроницаемых пропластков.

Горизонтальные размеры ячеек D_x и D_y предопределяются расстоянием между скважинами и общими размерами области построения по осям X и Y . В случае разбуренности месторождения эксплуатационными скважинами Регламентом рекомендуется выбирать стандартный шаг по площади $50 \times 50 \text{ м}^2$. При этом такой равный шаг следует выбирать только при отсутствии анизотропии коллекторских свойств.

Особенности разбуривания и размеры сеноманских отложений Южно-Русского месторождения приводят к необходимости отступить от рекомендуемого размера ячейки в сторону увеличения его до $100 \times 100 \text{ м}^2$. Это связа-

но с тем, что площадь моделирования составляет $50 \times 99 \text{ км}^2$, и мощность пласта 130м. В связи с этим излишне мелкий шаг приведёт к резкому увеличению количества ячеек, которое не может использоваться при моделировании из-за ограниченности ресурсов используемых технических средств. Из сказанного следует, что при построении цифровых моделей залежи пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения целесообразно выбрать равномерный по X и Y шаг сетки со стороной 100м. При шаге сетки по X и Y 100м получается $505 \times 991 = 500455$ узлов.

Следует отметить, что кровля пласта ПК₁ уверенно коррелируется как по данным каротажа, так и по сейсмическим данным, так как залегает под мощной пачкой глин, толщина которой составляет около 55м. Подошва пласта выделяется условно, ввиду того, что большинство скважин вскрыли только верхнюю часть сеномана. Поэтому была выявлена скважина, расположенная в купольной части структуры, вскрывающая максимальную общую толщину пород пласта ПК₁. По ней определена общая толщина модели, которую приняли по всему пласту 130м. При шаге по Z в среднем 1м трёхмерная геологическая модель содержит 16216200 ячеек.

3. Построение структурной модели

Построение структурных карт было проведено по данным бурения с учётом результатов сейсморазведки. Список скважин, участвовавших в построениях, приведён в таблице 1, где они разбиты на 2 группы: разведочные и эксплуатационные. Данные сейсморазведки позволяют восстановить более высокочастотную составляющую изменчивости структурного плана, чем данные по редкой сети разведочных скважин. Целесообразность использования данных сейсморазведки при построении структурных карт определяется уменьшением ошибки восстановления поверхности кровли продуктивного пласта на участках с редкой сетью скважин.

Технология построения трёхмерных геологических моделей предполагает использование стратиграфических поверхностей, т.к. построение объёмной сетки должно проводиться согласно модели осадконакопления, а не на основе распределения коллекторов в скважинах. Для получения гладкой стратиграфической поверхности процедура построения структурной модели состоит из трёх этапов. На первом этапе была построена структурная карта по разведочным и пологим эксплуатационным скважинам по пласту ПК₁. При этом в качестве трендовой использовалась сейсмическая поверхность по отражающему горизонту Г. На втором этапе структурная карта пласта ПК₁ корректировалась с учётом данных по эксплуатационным наклонным скважинам. Известно, что абсолютные отметки пластов в наклонных скважинах определяются весьма неточно, за счёт больших погрешностей инклинометрии. Однако вовлечение наклонных скважин в структурные построения диктуется тем, что геологическая модель используется для создания трёхмерной газогидродинамической модели. Действительно, если при построении геологической модели для подсчёта запасов из структурных построений исключать скважины, погрешности оценки абсолютных отметок пластов в которых, превышают по абсолютной величине 3м, то при подготовке модели для газогидродинамического моделирования исключение таких скважин недопустимо. Это может привести к невязке интервалов перфорации добывающих скважин и фактического местоположения вскрываемых пропластков. Незначительная амплитуда дизъюнктивных нарушений, отражённых в подсчётном плане, на данной стадии изученности целесообразно принять безразломный вариант построений.

На рисунке 1 показаны карты различий между принятой при проектировании в 2004 году, утверждённой в 2006 году и вновь уточнённой поверхностями кровли. Как видно из рисунка, фактическое положение кровли пласта выше утверждённой поверхности в районе кустов эксплуатацион-

ных скважин №5, 6, 7 и 9. В районе куста №16 и новых разведочных скважин №36 и 40 фактическое положение кровли оказалось ниже (разница до 20м).

Таблица 1 – Список скважин, участвующих в построении геологической модели

№ п/п	скважина	тип	№ п/п	скважина	тип
1	51	эксплуатационная	1	1	разведочная
2	52	эксплуатационная	2	2	разведочная
3	53	эксплуатационная	3	3	разведочная
4	54	эксплуатационная	4	4	разведочная
5	61	эксплуатационная	5	5	разведочная
6	62	эксплуатационная	6	6	разведочная
7	63	эксплуатационная	7	7	разведочная
8	64	эксплуатационная	8	9	разведочная
9	71	эксплуатационная	9	10	разведочная
10	72	эксплуатационная	10	11	разведочная
11	73	эксплуатационная	11	13	разведочная
12	74	эксплуатационная	12	14	разведочная
13	81	эксплуатационная	13	15	разведочная
14	82	эксплуатационная	14	16	разведочная
15	83	эксплуатационная	15	17	разведочная
16	84	эксплуатационная	16	18	разведочная
17	91	эксплуатационная	17	19	разведочная
18	92	эксплуатационная	18	20	разведочная
19	93	эксплуатационная	19	22	разведочная
20	94	эксплуатационная	20	23	разведочная
21	101	эксплуатационная	21	24	разведочная
22	102	эксплуатационная	22	25	разведочная
23	111	эксплуатационная	23	29	разведочная
24	112	эксплуатационная	24	30	разведочная
25	113	эксплуатационная	25	31	разведочная
26	114	эксплуатационная	26	35	разведочная
27	121	эксплуатационная	27	36	разведочная
28	131	эксплуатационная	28	37	разведочная
29	132	эксплуатационная	29	38	разведочная
30	133	эксплуатационная	30	39	разведочная
31	134	эксплуатационная	31	40	разведочная
32	141	эксплуатационная	32	104	разведочная
33	142	эксплуатационная	33	105	разведочная
34	143	эксплуатационная	34	106	разведочная
35	144	эксплуатационная	35	107	разведочная
36	151	эксплуатационная	36	113	разведочная
37	152	эксплуатационная	37	114	разведочная
38	153	эксплуатационная	38	226	разведочная
39	161	эксплуатационная	39	227	разведочная
40	162	эксплуатационная			
41	163	эксплуатационная			
42	164	эксплуатационная			
43	170	эксплуатационная			
44	181	эксплуатационная			
45	182	эксплуатационная			
46	183	эксплуатационная			
47	201	эксплуатационная			
48	202	эксплуатационная			

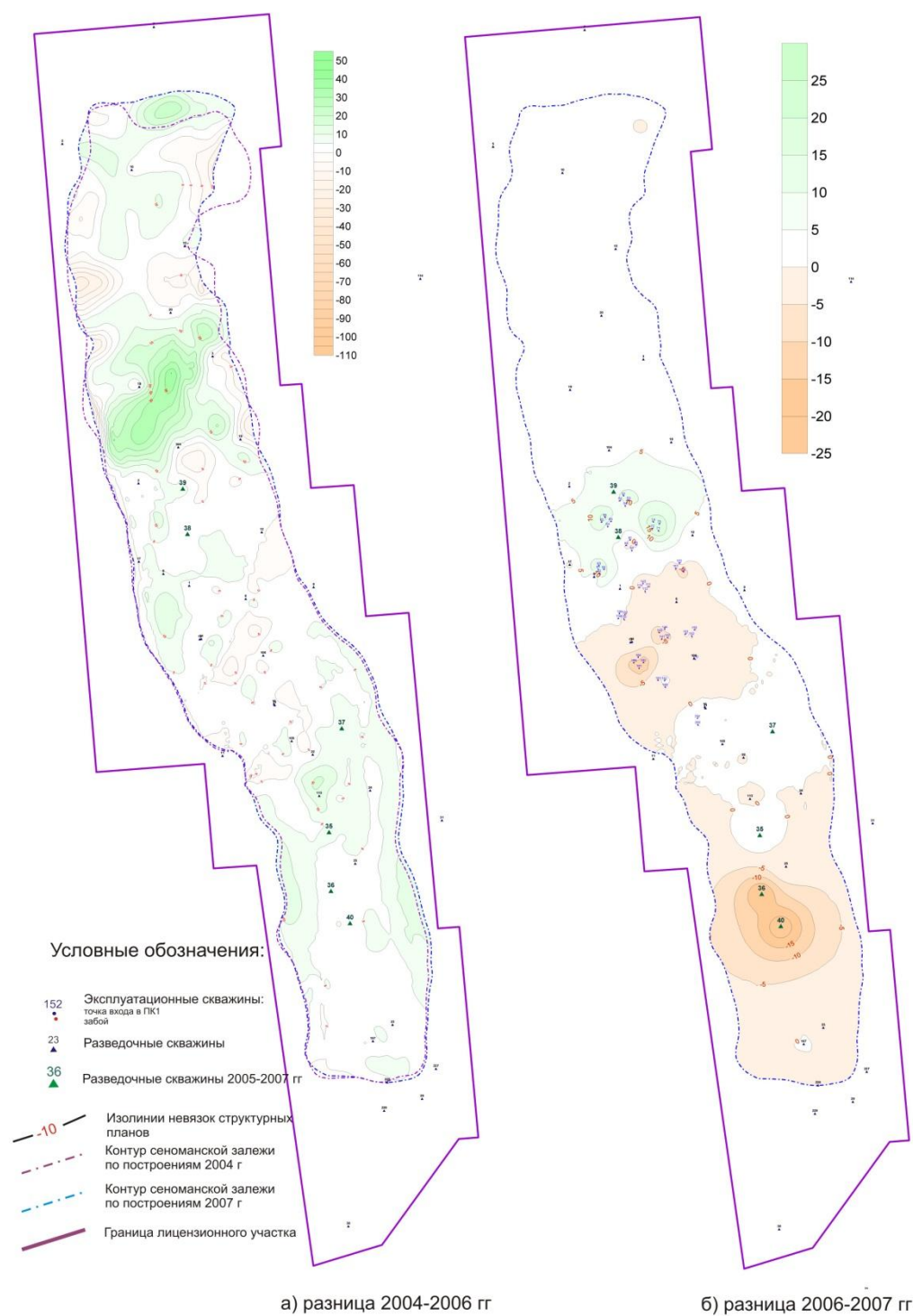


Рисунок 1 – Карты расхождений в отметках кровли между структурными поверхностями

На третьем этапе была построена карта подошвы пласта ПК₁. Эти карты строились методом суммирования структурной карты по кровле и карты общей толщины пласта ПК₁. При этом, как говорилось выше, общие толщины по всей площади моделирования равны 130м.

4. Построение литологической модели

Литологическая модель залежи пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения строилась в двух вариантах – детерминированный и стохастический (Facies: Indicators). При этом при стохастическом моделировании был смоделирован куб литологии по трём фациям (0 – глина, 1 – песчаник, 2 – песчаник глинистый). Для загрузки параметра литологии в проект IRAP RMS были созданы LAS-файлы, в которых дискретизация глубин осуществлялась с шагом 0,2м. При перенесении скважинных данных на трёхмерную сетку (рис. 2) было установлено, что выбранный шаг дискретизации скважинных данных обеспечивает высокую точность перемасштабирования каротажа (перенесения скважинных данных на сеточную модель), а именно: при перемасштабировании кривых литологии расхождения в толщинах пород в скважинах и в модели составляют в среднем 3%.

При детерминированном моделировании параметра «литология» используются два типа фаций: 0 – глина и 1 – песчаник (рис. 3). При стохастическом моделировании дискретного параметра «литология» использовалось процентное соотношение типов фаций, определённых по скважинным данным, а именно: содержание глин по скважинным данным в пласте ПК₁ составляет 23 %, песчаника – 68,5 % и песчаника глинистого – 8,5 % (рис. 4).

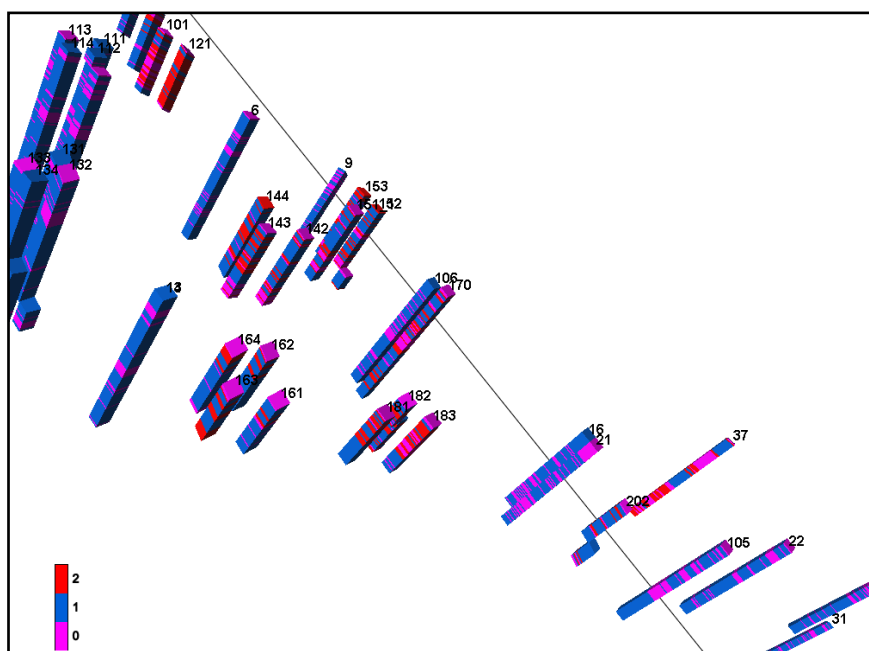


Рисунок 2 – Перенос кривых литологии по скважинам на трёхмерную сетку

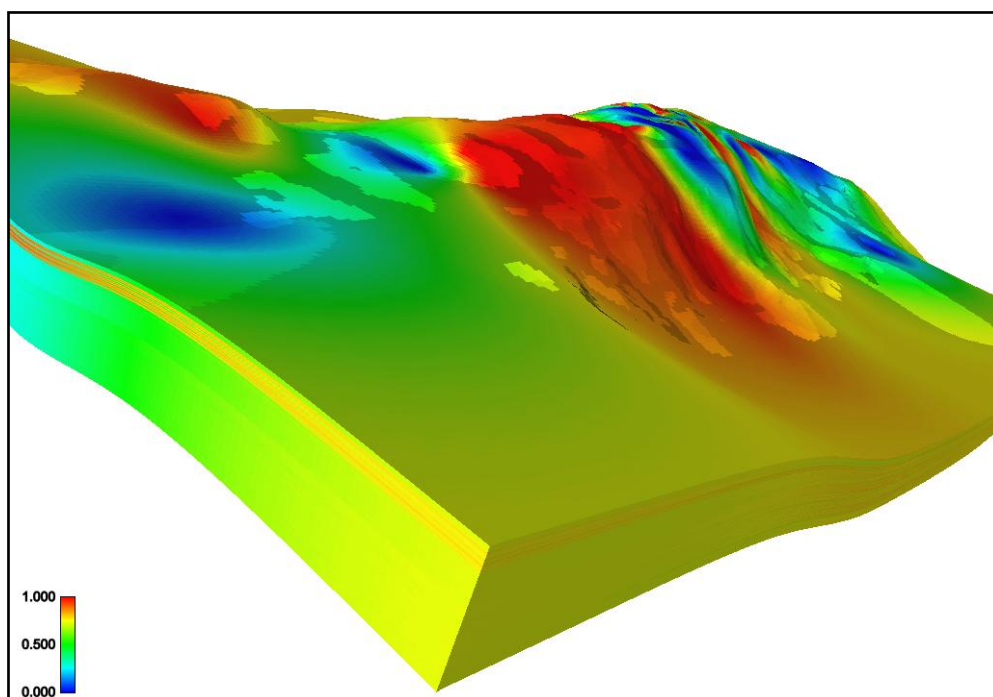


Рисунок 3 – Фрагмент куба литологии пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения (детерминированный вариант)

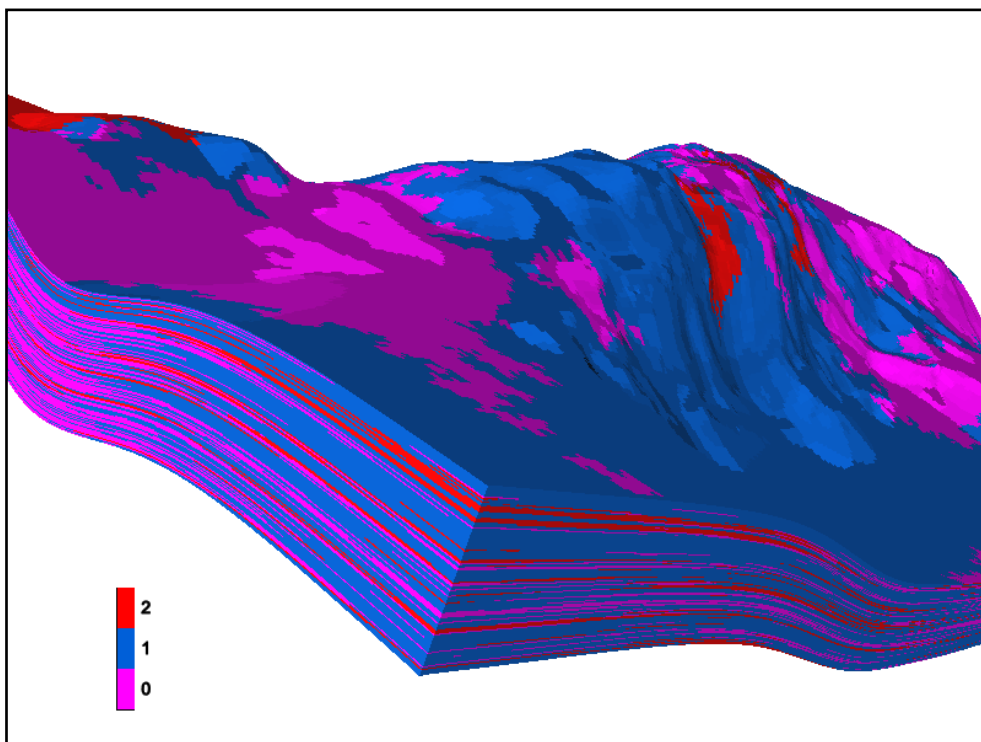


Рисунок 4 – Фрагмент куба литологии пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения (стохастический вариант)

5. Построение моделей петрофизических параметров

Согласно «Регламенту по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений» трёхмерная геологическая модель включает в себя модели распределения в пространстве таких статических петрофизических параметров, как пористость, проницаемость и водонасыщенность. Здесь строилась модель пористости, модель проницаемости получена расчётным путём по петрофизическим зависимостям в ходе апскайлинга гидродинамической модели, модель насыщения получена расчётным путём в ходе инициализации гидродинамической модели.

Для построения куба пористости осуществлялась послойная интерполяция коэффициента пористости, определяемого в скважинах по данным ГИС. Для загрузки этого параметра в проект IRAP RMS были созданы LAS-файлы, в которых дискретизация глубин осуществлялась с шагом 0,2 м.

При перенесении скважинных данных на трёхмерную сетку методом арифметического средневзвешенного было установлено, что выбранный шаг дискретизации скважинных данных обеспечивает высокую точность перенесения скважинных данных на сеточную модель (рис. 5). Средние значения коэффициента пористости по скважинным данным и по сеточным данным различаются не более чем на 1%.

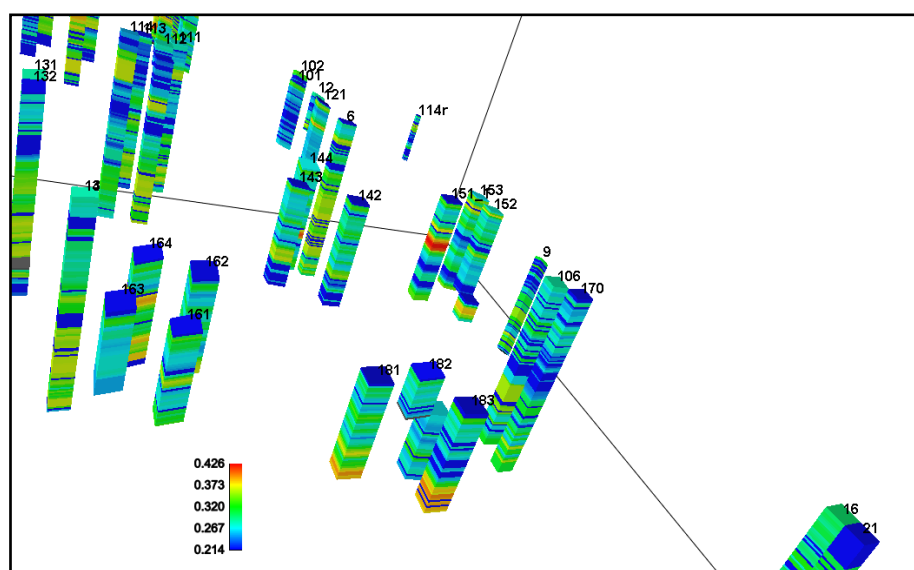


Рисунок 5 – Перенос значений коэффициента пористости по скважинам на трёхмерную сетку

Моделирование пористости осуществлялось для каждой фации отдельно. По скважинным данным для каждой фации были определены пределы изменения коэффициента пористости (для песчаника коэффициент пористости изменяется от 22,9 до 42,6%, для песчаника глинистого – от 22,6 до 37,2%, для глины – 21,4%), которые использовались при моделировании куба пористости. На рисунке 6 приведён фрагмент куба пористости пласта ПК₁.

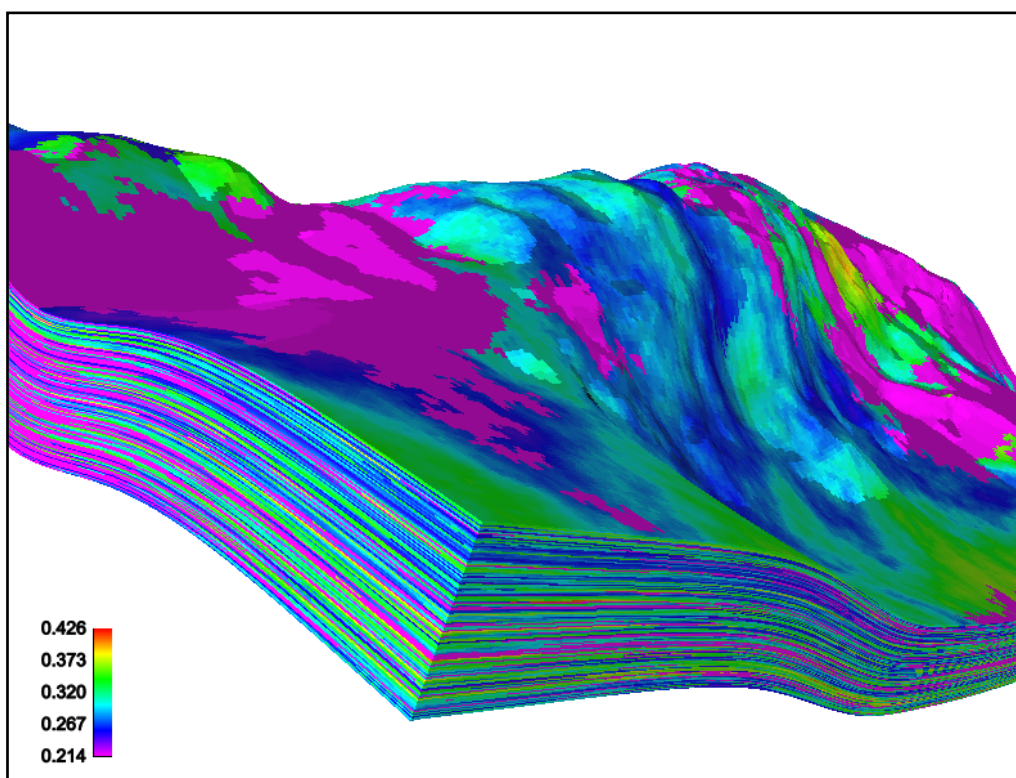


Рисунок 6 – Фрагмент куба пористости пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения

6. Анализ цифровой геологической модели

С использованием технологий трёхмерного моделирования и современных возможностей вычислительной техники для обработки значительных объёмов информации, сконцентрированной в цифровых геологических моделях, появляется возможность количественно оценить потенциальные возможности залежи, а также степень соответствия моделируемых параметров и реальной динамики пластовой системы. С точки зрения разработки месторождения, изучение геологического строения залежи упрощается в процессе анализа детальной трёхмерной модели путём обработки, суммирования или усреднения больших объёмов информации. При этом информация может быть трансформирована в качественные характеристики, облегчающие дальнейший анализ.

Анализ разработки крупных газовых залежей доказывает активное внедрение подошвенной воды по вертикали. Поэтому кроме разделения залежи на зоны по площади, целесообразно дополнительное разделение на блоки по разрезу. При разбуривании сеноманских залежей с большим этажом газоносности оставляют нескрытым слой мощностью 20÷30 метров до ГВК (рис. 7а). В условиях высокой активности подошвенных вод этот слой обводняется первым, и может являться как литологическим окном для прорыва воды к скважинам куста, так и экраном в зависимости от распределения коллекторских свойств в этом слое (проницаемости, песчаности, прерывистости пластов и т.д.). Можно предположить, что ухудшенные фильтрационные характеристики данного слоя в районе расположения куста способствуют более долгой безводной эксплуатации скважин.

На рисунке 7б показано распределение среднего коэффициента песчаности в условном слое модели от ГВК до забоев скважин. При этом усреднение проведено по ячейкам геологической модели, расположенным между двумя горизонтальными плоскостями (–885 и –912м). На рисунке 7в приведены эти же карты, построенные по результатам анализа геологической модели в 2004 году. Показано разбиение эксплуатационного поля сеноманской залежи Южно-Русского месторождения на кустовые блоки, при этом коэффициент песчаности дополнительно усреднён в пределах каждого блока.

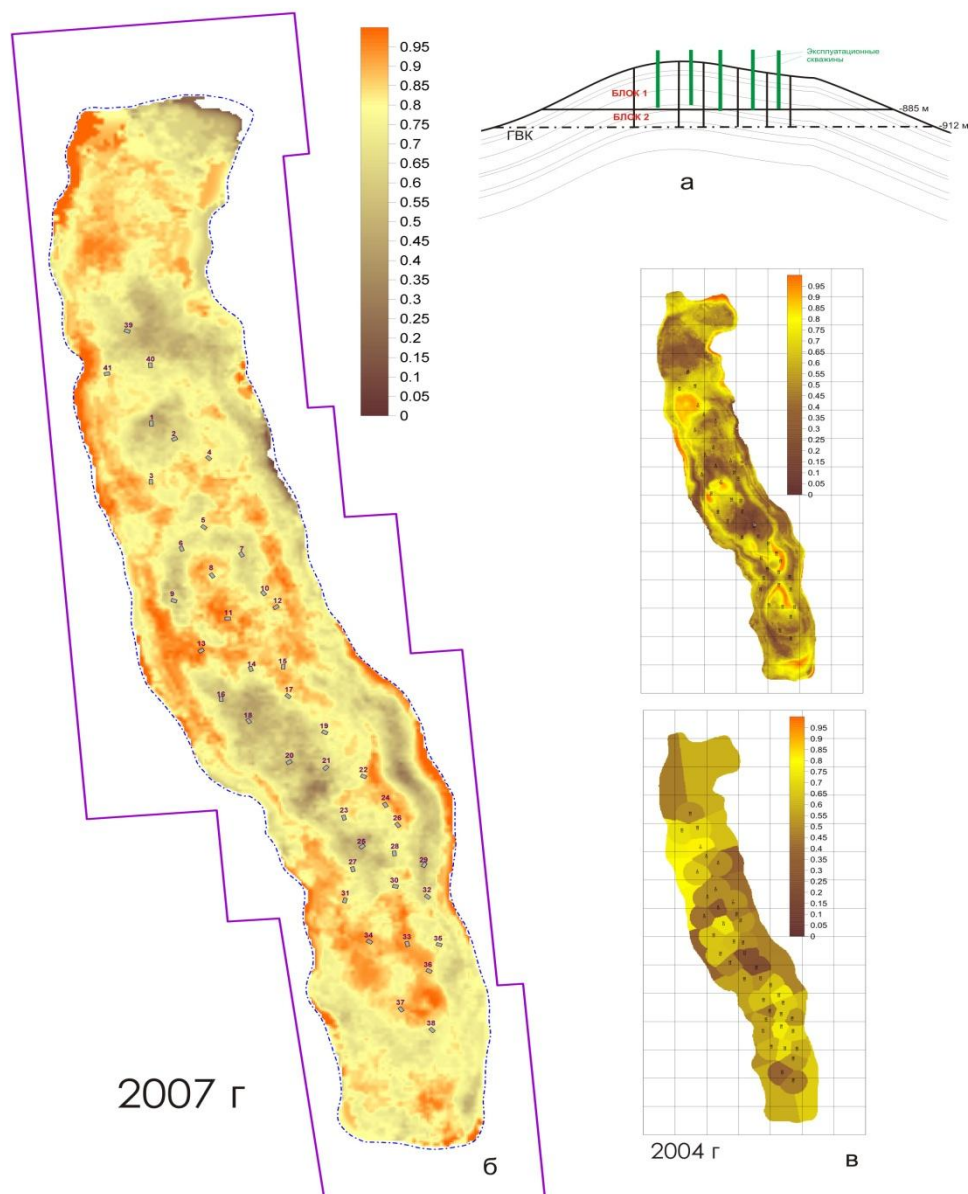


Рисунок 7 – Распределение песчанистости в слое от ГВК до забоев скважин

В институте «ТюменНИИгипрогаз» разработан программный продукт, при помощи которого анализировалась трёхмерная цифровая геологическая модель сеноманской залежи Южно-Русского месторождения. Результатом работы программы является набор дополнительных сеточных карт (порядка шестидесяти). В первую очередь это горизонтальные срезы модели на уровне ГВК (абсолютная отметка – 912м) и на «уровне забоев» скважин (абсолютная отметка – 885м) с распределением параметров пес-

чанистости, проницаемости и класса пород-коллекторов. Параметры следующие:

- общая толщина залежи;
- эффективная газонасыщенная толщина;
- средняя проницаемость активных ячеек;
- суммарное значение $kh_{эфф}$;
- средний коэффициент песчанистости (с учётом неактивных ячеек);
- средний коэффициент песчанистости (только по активным ячейкам);
- суммарный поровый объём.

Таким образом, автоматизированные методы обработки информации предоставляют широкие возможности для анализа и позволяют сделать определённые выводы.

6.1. В районах залежи, имеющих хорошие коллекторские свойства вскрываемой части, скважины имеют высокую продуктивность. Численное выражение потенциальной продуктивности скважин во вскрываемой части залежи хорошо отражается в параметре $kh_{эфф}$ (произведение проницаемости и эффективной газонасыщенной мощности пласта). За значение параметра можно принять суммарную величину $kh_{эфф}$ по ячейкам геологической модели. На рисунке 8 показано распределение $kh_{эфф.вскр}$ в слое от забоев эксплуатационных скважин до кровли залежи. Как видно из рисунка, район пускового комплекса скважин характеризуется максимальными фильтрационными характеристиками пород-коллекторов.

6.2. Эффективность работы куста скважин можно оценить при помощи комплексного параметра, учитывающего как фильтрационные характеристики перфорированной части разреза, так и коллекторские свойства модели между забоями и ГВК и, следовательно, прогнозируемый темп внедрения подошвенной воды.

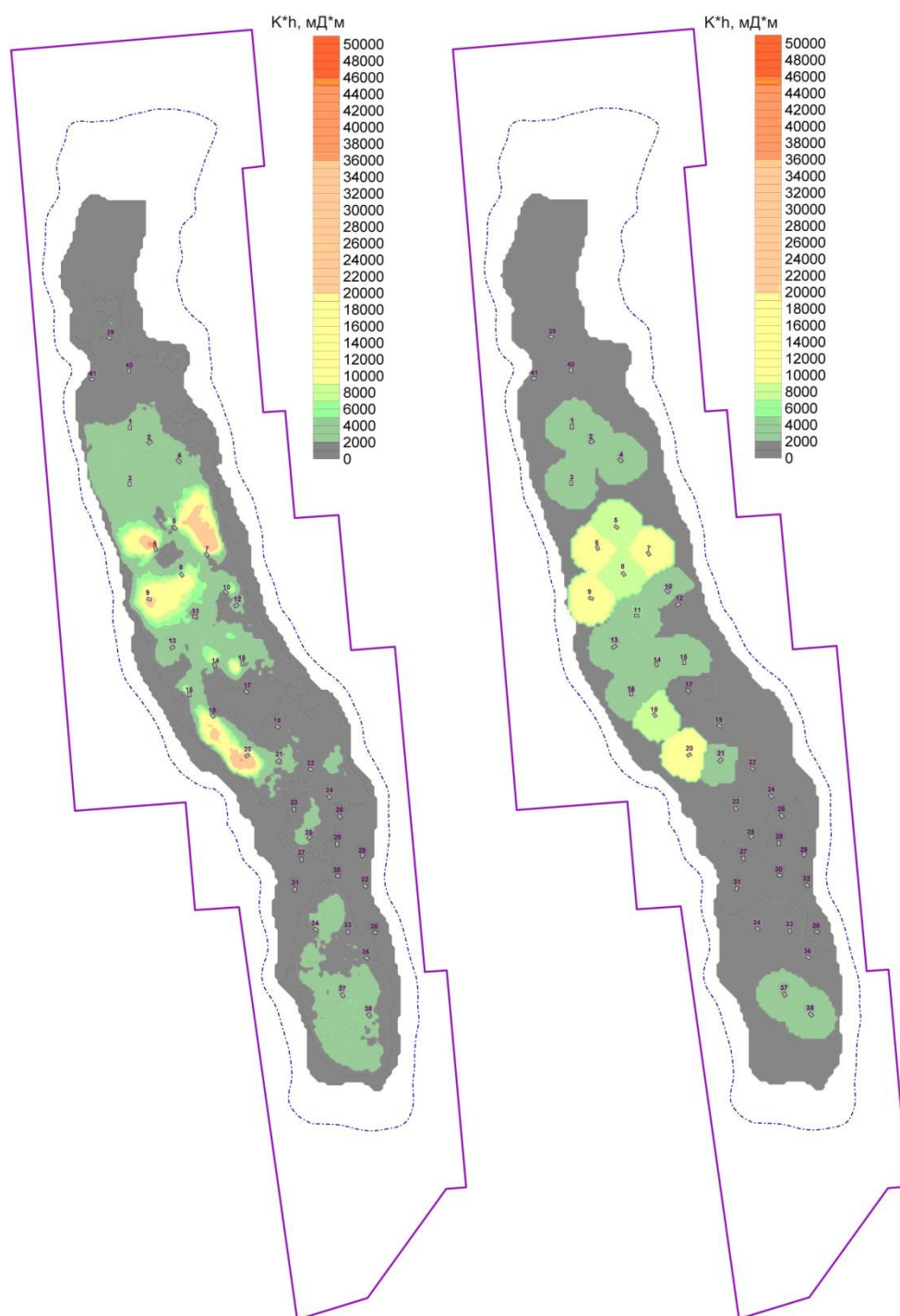


Рисунок 8 – Распределение параметра kh от забоев скважин до кровли

Использование детальной цифровой геологической модели совместно с инструментом её анализа необходимо для обоснования геолого-технологических мероприятий, осуществляемых геологической службой в рамках управления и контроля за разработкой, проведения анализа геолого-

геофизической информации, содержащейся в модели, и рассмотрения объекта с различных аспектов (потенциальное обводнение залежи, анализ схемы размещения скважин и другие аспекты).

7. Оценка запасов газа

Оценка запасов залежи пласта ПК₁ осуществлялась объёмным методом на основе трёхмерной геологической модели. При этом объёмы газонасыщенных пород определялись с использованием куба литологии. Для того чтобы получить куб песчанистости, в кубе литологии, полученном при стохастическом моделировании, коду 2 (песчаник глинистый) был присвоен код 1 (песчаник). Для каждой ячейки вычислялся объём коллектора в ней, то есть вычислялся эффективный объём каждой ячейки модели. Суммирование эффективных объёмов всех ячеек приводит к оценке объёма насыщенных пород залежи. Одна часть ячеек находится выше межфлюидного контакта, а другая часть ячеек ниже. Эффективный объём вычислялся только для верхней части ячейки.

Эффективный поровый объём определялся аналогичным образом, но уже на основе куба эффективных поровых объёмов, полученного путём умножения куба песчанистости на куб пористости. Каждая ячейка этого куба имеет значение эффективного порового объёма в ней.

Эффективные газонасыщенные объёмы залежи пласта ПК₁ рассчитаны умножением эффективных поровых объёмов на среднее значение коэффициента газонасыщенности, принятое при подсчёте запасов и равное 0,76.

Оценка запасов выполняется для начальных термодинамических условий залежи. Были приняты утверждённые ГКЗ величины начальных давлений, температур и поправки на отклонение свойств газов от инертных.

В целом по пласту ПК₁ запасы газа по представленной трёхмерной геологической модели, построенной детерминированным способом, на 5,8 %

ниже, чем по данным ОАО «СибНац». При стохастическом моделировании запасы газа по пласту ПК₁ увеличились лишь на 1,2 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Проект доразведки Южно-Русского месторождения. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2002.
2. Проект разработки (ПК₁) и сенонских (Т₁, Т₂) залежей Южно-Русского нефтегазового месторождения. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2004.
3. Уточнение геологической модели и подсчёт запасов свободного газа пласта ПК₁ Южно-Русского месторождения. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2006.
4. Уточнение геологической модели и подсчёт запасов свободного газа пластов Т₁ и Т₂ Южно-Русского месторождения. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2006.
5. Проект обустройства Южно-Русского НГМ. Проект. Корректировка. – Донецк: ОАО «ЮжНИИгипрогаз», 2005.
6. Разработка проекта нормативов технологических потерь природного газа при добыче, сборе, подготовке и межпромысловом транспорте по Южно-Русскому нефтегазовому месторождению: отчёт о НИР. – Донецк, ОАО «ЮжНИИгипрогаз», 2006.
7. РД 153-39.0-047-00 «Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений». – М.: Минтопэнерго, 2000. – 150 с.
8. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 164 с.
9. ECLIPSE Technical Description, Schlumberger, 2004.
10. 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.
11. Петрушин Е.О., 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. – С. 44-48.
12. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Разработка методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин и оценка приме-

нимости полученных данных // Научно-технический журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 1. – С. 43-47.

13. Петрушин Е.О., Савенок О.В., 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.

14. 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 промгаз», 2016. – № 2/2016. – С. 47-58.

15. Скуба Д.А., Савенок О.В., Соловьёва В.Н. Оценка реальной каверново-трещинной ёмкости известняков залежей нефти верхнемеловых отложений Чеченской Республики // Научно-технический журнал «Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений». – М.: ВНИИОЭНГ, 2016. – № 12. – С. 11-17.

16. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2017. – № 1. – С. 33-50.

17. Петрушин Е.О., Савенок О.В., Арутюнян А.С. Оценка достоверности методики определения параметров пласта по данным исследования горизонтальных скважин // Научно-технический журнал «Наука и техника в газовой промышленности». – М.: Издательство ОАО «Газпром промгаз», 2017. – № 1 (69). – С. 62-71.

18. Сопнев Т.В., Бекетов С.Б. Уточнение газогидродинамической модели сеноманской газовой залежи Южно-Русского месторождения // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года): сборник статей [под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок]. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг», 2018.

REFERENCES

1. Proekt dorazvedki YUzhno-Russkogo mestorozhdeniya. – Tyumen': ОАО «SibNAC», 2002.

2. Proekt razrabotki (PK1) i senonskih (T1, T2) zalezhej YUzhno-Russkogo neftegazovogo mestorozhdeniya. – Tyumen': OOO «TyumenNIIgiprogaz», 2004.
3. Utochnenie geologicheskoy modeli i podschyot zapasov svobodnogo gaza plasta PK1 YUzhno-Russkogo mestorozhdeniya. – Tyumen': OAO «SibNAC», 2006.
4. Utochnenie geologicheskoy modeli i podschyot zapasov svobodnogo gaza plastov T1 i T2 YUzhno-Russkogo mestorozhdeniya. – Tyumen': OAO «SibNAC», 2006.
5. Proekt obustrojstva YUzhno-Russkogo NGM. Proekt. Korrektirovka. – Doneck: OAO «YUzhNIIgiprogaz», 2005.
6. Razrabotka proekta normativov tekhnologicheskikh poter' prirodno go gaza pri doby-che, sbore, podgotovke i mezhpromyslovom transporte po YUzhno-Russkomu neftegazovo-mu mestorozhdeniyu: otchyot o NIR. – Doneck, OAO «YUzhNIIgiprogaz», 2006.
7. RD 153-39.0-047-00 «Reglament po sozdaniyu postoyanno dejstvuyushchih geologo-tekhnologicheskikh modelej neftyanyh i gazoneftyanyh mestorozhdenij». – M.: Mintop-ehnergo, 2000. – 150 s.
8. Metodicheskie ukazaniya po sozdaniyu postoyanno dejstvuyushchih geologo-tekhnologicheskikh modelej neftyanyh i gazoneftyanyh mestorozhdenij (CHast' 1. Geologicheskije modeli). – M.: OAO «VNIIOEHNNG», 2003. – 164 s.
9. ECLIPSE Technical Description, Schlumberger, 2004.
10. Antoniadis D.G., Savenok O.V., SHostak N.A. Teoreticheskie osnovy razrabotki neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij: uchebnoe posobie. – Krasnodar: OOO «Prosveshchenie-YUG», 2011. – 203 s.
11. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Razrabotka matematicheskoy modeli izmeneniya davleniya v processe issledovaniya gorizontal'nyh skvazhin // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Inzhener-neftyanik». – M.: Izdatel'stvo OOO «Aj Di EHs Drilling», 2015. – № 3. – S. 44-48.
12. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Razrabotka metodiki opredeleniya parametrov plasta po dannym issledovaniya gorizontal'nyh skvazhin i ocenka prime-nimosti poluchennyh dannyh // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Stroitel'stvo neftyanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more». – M.: VNIIOEHNNG, 2016. – № 1. – S. 43-47.
13. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analiz sushchestvuyushchih metodov opredeleniya parametrov plasta po dannym gidrodinamicheskikh issledovaniy gorizontal'nyh skvazhin // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Neftepromyslovoe delo». – M.: VNIIOEHNNG, 2016. – № 4. – S. 23-28.

14. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Analiz primeneniya metodiki opredeleniya parametrov plasta po dannym issledovaniya gorizontal'nyh skvazhin, eyo osobennosti i novye vozmozhnosti // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Nauka i tekhnika v gazovoj promyshlennosti». – M.: Izdatel'stvo OAO «Gazprom promgaz», 2016. – № 2/2016. – S. 47-58.
15. Skuba D.A., Savenok O.V., Solov'yova V.N. Ocenka real'noj kavernovo-treshchinnoj yomkosti izvestnyakov zalezhej nefti verhnemelovyh otlozhenij CHEchenskoj Respubliki // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij». – M.: VNIIOEHNG, 2016. – № 12. – S. 11-17.
16. Berezovskij D.A., Kusov G.V., Savenok O.V., Dzhozefs EHdzhemmen Rehjchel. Tekhnologii i principy razrabotki mnogoplastovyh mestorozhdenij // Nauchnyj zhurnal NAUKA. TEKHNKA. TEKHNOLOGII (politekhnicheskij vestnik). – Krasnodar: OOO «Izda-tel'skij Dom – YUg», 2017. – № 1. – S. 33-50.
17. Petrushin E.O., Savenok O.V., Arutyunyan A.S. Ocenka dostovernosti metodiki opredeleniya parametrov plasta po dannym issledovaniya gorizontal'nyh skvazhin // Nauchno-tekhnicheskij zhurnal «Nauka i tekhnika v gazovoj promyshlennosti». – M.: Izda-tel'stvo OAO «Gazprom promgaz», 2017. – № 1 (69). – S. 62-71.
18. Sopnev T.V., Beketov S.B. Utochnenie gazogidrodinamicheskoy modeli senomanskoj gazovoj zalezhi YUzhno-Russkogo mestorozhdeniya // Bulatovskie chteniya: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoy konferencii (31 marta 2018 goda): sbornik statej [pod obshch. red. d-ra tekhn. nauk, prof. O.V. Savenok]. – Krasnodar: OOO «Izdatel'skij Dom – YUg», 2018.

CONSTRUCTION OF THE DIGITAL GEOLOGICAL MODEL AND ESTIMATION OF HYDROCARBON RESERVES OF THE YUZHNO-RUSSKOYE FIELD

T.V. SOPNEV¹, S.B. BEKETOV²

¹*LLC «Gazprom dobycha Yamburg»*

²*North-Caucasian Federal University*

In the article, a digital geological model was constructed and the hydrocarbon reserves of the Yuzhno-Russkoye field were estimated. The principles of con-

structing three-dimensional models of geological parameters are considered. The justification of the volume grids of the model parameters is given. The construction of a structural model, the construction of a lithological model and the construction of models of petrophysical parameters are performed.

Keywords: principles of constructing three-dimensional models; geological parameters; volumetric grids of model parameters; construction of a structural model; construction of a lithological model; building models of petrophysical parameters; analysis of the digital geological model; estimation of gas reserves.