

УДК 622.831.312

**ПОСТРОЕНИЕ ЦИФРОВЫХ МОДЕЛЕЙ  
ХАСЫРЕЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
С ЦЕЛЮ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ОБОСНОВАНИЯ ЕГО ДОРАЗВЕДКИ**



**CONSTRUCTION OF DIGITAL MODELS OF  
THE KHASYREYSKOYE OIL FIELD FOR THE PURPOSE OF  
GEOLOGICAL SUBSTANTIATION OF ITS ADDITIONAL EXPLORATION**

**Радзиевский Георгий Анатольевич**

студент направления подготовки 21.03.01  
«Нефтегазовое дело»,  
Ухтинский государственный технический университет  
79121296789@yandex.ru

**Савенок Ольга Вадимовна**

доктор технических наук, профессор  
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и  
газовых месторождений и подземной гидромеханики,  
Ухтинский государственный технический университет  
olgasavenok@mail.ru

**Аннотация.** Дальнейшее развитие нефтедобывающей промышленности страны во многом зависит от успехов геолого-поисковых работ. Перспективы открытия новых крупных нефтяных и нефтегазовых месторождений в первую очередь связаны с регионами и частями разрезов, мало изученными глубоким бурением на территориях Западной и Восточной Сибири, севера европейской части России. Однако поиски и разведка новых месторождений в пределах указанных территорий и акваторий, а также доразведка уже эксплуатируемых месторождений требуют значительных затрат материально-технических средств и времени. Решение задач доразведки разрабатываемых месторождений целесообразно осуществлять преимущественно за счёт средств, выделяемых на разработку нефтяных месторождений.

**Ключевые слова:** построение структурной модели залежи; построение модели разломов; построение структурно-тектонического каркаса; оценка точности структурных построений; цифровая фильтрационная модель месторождения; создание математической модели расчёта фильтрационных процессов; создание сетки, укрупнение и схема выделения слоёв.

**Radzievsky Georgy Anatolievich**

Student Training Direction 21.03.01  
«Oil and Gas Engineering»,  
Ukhta State Technical University  
79121296789@yandex.ru

**Savenok Olga Vadimovna**

Doctor of Technical Sciences, Professor,  
Department of Development and  
Operation of Oil and Gas Fields and  
Underground Hydromechanics,  
Ukhta State Technical University  
olgasavenok@mail.ru

**Annotation.** Further development of the country's oil-extracting industry largely depends on the success of geological prospecting work. Prospects for the discovery of new large oil and oil and gas fields are primarily associated with the regions and parts of the sections, little studied by deep drilling in the territories of Western and Eastern Siberia, the north of the European part of Russia. However, prospecting and exploration of new deposits within the specified territories and water areas, as well as additional exploration of already exploited fields, require significant expenditures of material and technical means and time. It is advisable to solve the problems of additional exploration of developed fields mainly at the expense of funds allocated for the development of oil fields.

**Keywords:** building a structural model of the reservoir; faults model building; construction of a structural-tectonic framework; assessment of the accuracy of structural constructions; digital filtration model of the field; creation of a mathematical model for calculating filtration processes; mesh creation, enlargement and layer selection scheme.

**Построение структурной модели залежи**

**С**оздание структуры – это начальный этап построения 3D геологической модели. Сама 3D модель залежей месторождения необходима для дальнейшего анализа эффективно используемой системы разработки месторождения и анализа перспектив доразработки залежей с целью выявления неточностей в рациональной эксплуатации месторождения.

В проекте создана база данных, включающая следующую информацию: положение устьев скважин, инклинометрии, данные каротажа, в том числе результаты интерпретации ГИС, структурные поверхности, контуры. В модели использовались данные по 13 разведочным и 64 эксплуатационным скважинам (всего 77 скважин).

*Построение модели разломов*

Построение корректной модели разломов является одним из определяющих условий построения точной трёхмерной геологической модели. На Хасырейском месторождении именно положение бортовых разломов определяет размеры площади нефтеносности.

При построении модели разломов использовались данные сейсморазведки 3D, стратиграфические отбивки по скважинам и положение разломов, выделенных по данным ГИС в скважинах с пересечением разлома (№№ 32п, 5532, 34п и 5109/1). Разрезы этих скважин характеризуются резким увеличением общих и эффективных толщин продуктивных отложений и дублированием формы каротажных кривых в повторяющихся частях. Положение выявленных нарушений по данным ГИС увязывалось с данными сейсморазведки и при необходимости уточнялось и корректировалось. Также учтён неудачный опыт бурения скважин (№№ 5039, 5105, 5106, 5109, 5111, 5103 и 5110), позволивший точно скорректировать положение разломов, ограничивающих залежь. Первые стволы этих скважин вышли за контур нефтеносности. При построении модели Хасырейского месторождения за основу принята теория тангенциального сжатия и выдавливания структуры, сопровождающиеся тектоническими нарушениями взбросо-надвигового типа.

По имеющимся данным были отстроены 28 разломов различного типа методом пилларов. В пространстве положение разломов представлено на рисунке 1. Структурные элементы взбросо-надвигового типа в поперечных сечениях показаны на рисунке 2.

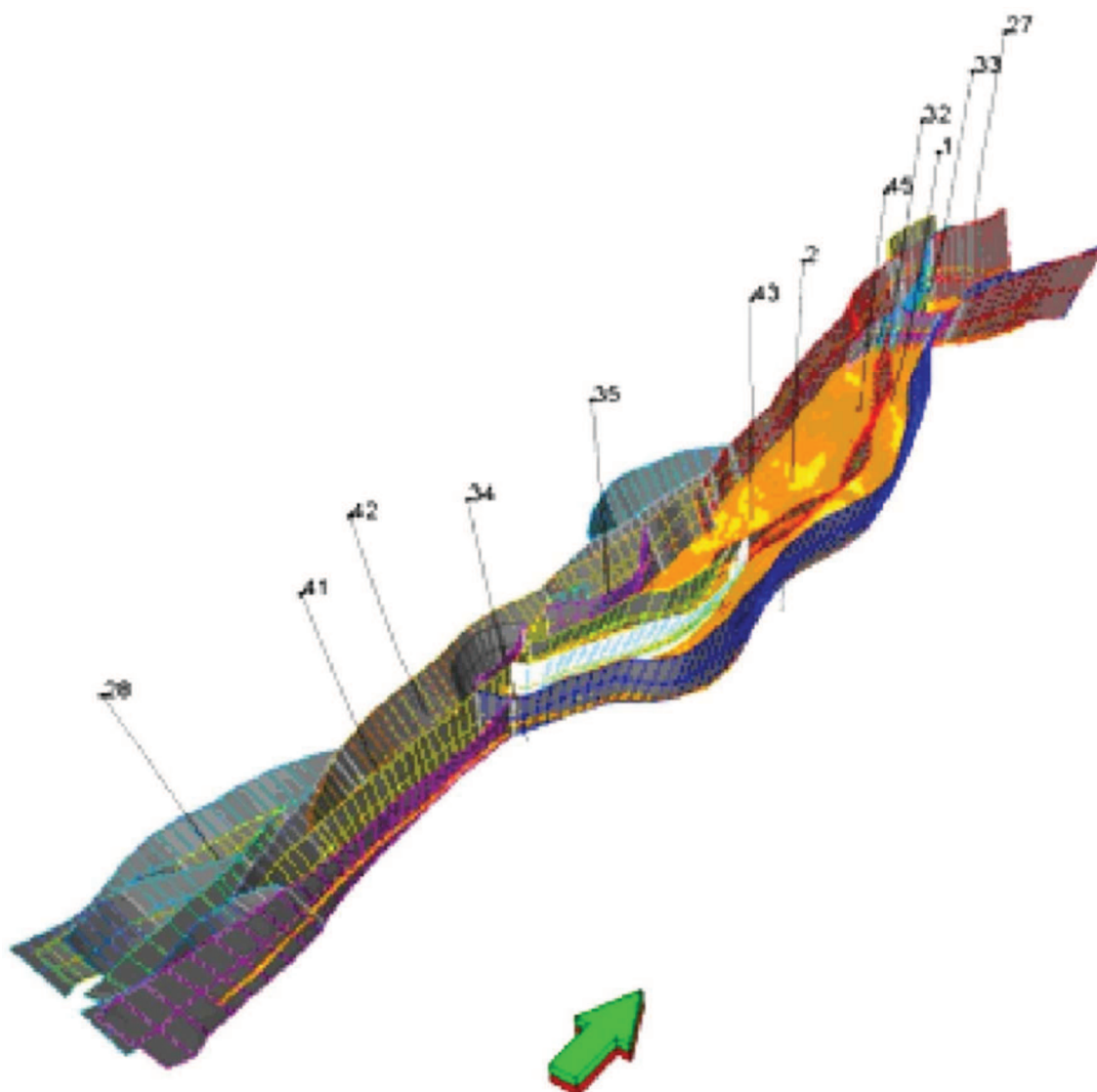


Рисунок 1 – Модель разломов Хасырейского месторождения

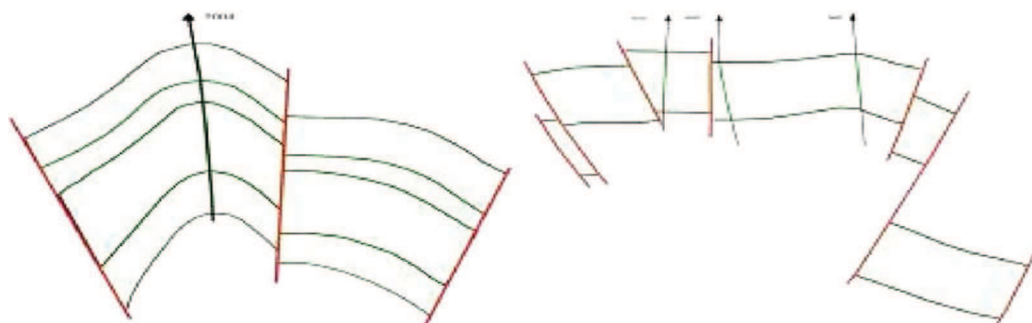


Рисунок 2 – Структурные элементы взбросо-надвигового типа

*Построение структурно-тектонического каркаса*

При построении модели использовались структурные поверхности отражающих горизонтов IIIsk IIIop и IV<sub>2</sub>, на их основе и отметках пластопересечения была построена стратиграфическая поверхность пачки D<sub>1</sub>dol. Затем проведено построение структурных поверхностей кровли каждого выделенного цикла в пределах доломитовой пачки и стратиграфических горизонтов D<sub>1</sub>ad, D<sub>1</sub>gd, S<sub>2</sub>gr и подошвы S<sub>2</sub>gr. Поверхности строились конформно относительно структурного горизонта D<sub>1</sub>dol и с учётом скважинных разбивок.

В результате получены следующие структурные поверхности:

- D<sub>1</sub>ad – кровля ангидрито-доломитовой пачки;
- D<sub>1</sub>gd – кровля глинисто-доломитовой пачки;
- N<sub>7</sub>gd – кровля 7 зонального интервала глинисто-доломитовой пачки;
- D<sub>1</sub>dol – кровля известняково-доломитовой пачки;
- Kr<sub>cycle\_1-11</sub> – кровли первого-одиннадцатого зональных интервалов доломитовой пачки;
- S<sub>2</sub>gr – кровля верхнесилурийского горизонта;
- Bot<sub>S<sub>2</sub>gr</sub> – условная подошва силура.

Оценка точности структурных построений характеризуется дисперсией погрешностей определения глубин исследуемого горизонта  $\sigma_h^2$  и зависит от используемой при интерпретации модели среды и ошибок измерения кинематических параметров – времён и скоростей.

Приведённые в таблице 1 прогнозные значения точности структурных построений усреднены для всей площади исследований, включая области, не освещённые данными бурения. Величина сечения структурных карт принималась равной 20 м для поверхности предъюрского и предтриасового размыва. Для горизонтов, начиная от кровли разновозрастных карбонатов до поверхности нижнего силура включительно, сечение принято 50 м. Нижние горизонты построены с сечением 100 м.

Таблица 1 – Оценка точности структурных построений

Показатель	Дисперсия погрешности определения скорости $\sigma_{v,v(пл)}^2$	Дисперсия погрешности определения глубины $\sigma_h^2$	Точность структурных построений $\sigma_h$	Величина сечения структурных карт $\Delta$
ОГ	м <sup>2</sup> /с <sup>2</sup>	м <sup>2</sup>	м	м
Б <sub>12</sub> под. (J <sub>12</sub> под.)	8464	521	23	20
A <sub>1</sub> под. (T <sub>1</sub> под.)	10147	1764	42	20
IIcarb (C)	9240	2310	48	50
IIv (C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> )	7216	2598	51	50
IIIsr (D <sub>3</sub> f <sub>2</sub> )	5011	2819	53	50
IIIsk (D <sub>1</sub> l)	4642	2611	52	50
IIIop (D <sub>1</sub> l)	5266	3370	58	50
IV <sub>2</sub> (S <sub>2</sub> )	5342	3860	62	50
IV <sub>1</sub> (S <sub>1</sub> )	5854	4230	65	20
V <sub>3</sub> (O <sub>3</sub> )	293599	22580	150	100
VI (PZ <sub>1</sub> )	100264	52910	230	100

Для построения прогнозных карт поверхности коллекторов сочтемкыртинских, овинпармских и силурийских залежей месторождений вала Гамбурцева сечение принято 20 м.

Для основного опорного отражающего горизонта IIIop, контролирующего кровлю доломитовой пачки, радиус первой зоны Френеля колеблется в пределах 300–400 м. Миграционные преобразования «сжимают» зону Френеля до доминирующей длины волны  $\lambda = 130-140$  м. Расчёты показали, что положение трасс разломов, вынесенные на карты, может колебаться в пределах  $\pm 70$  м.

Таким образом, по имеющимся 3D сейсмическим и скважинным данным построена структурно-тектоническая модель Хасырейского месторождения, отвечающая геологическим представлениям взбросо-надвигового формирования объекта моделирования (рис. 3).

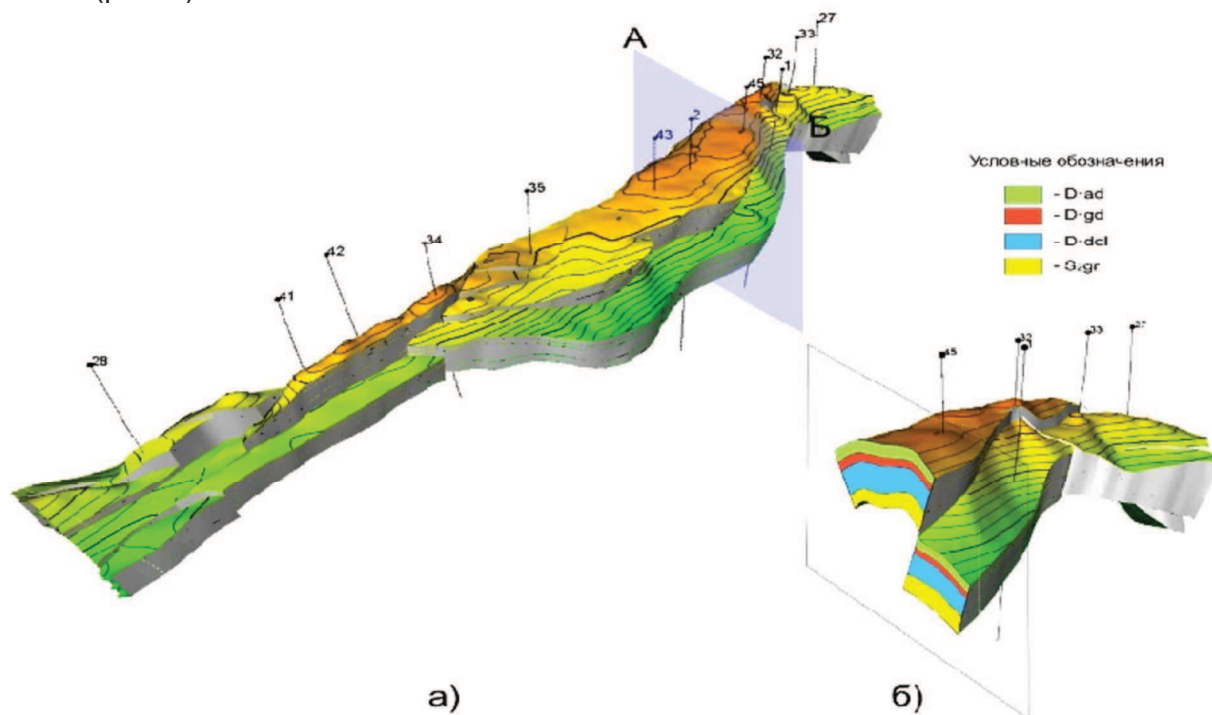


Рисунок 3 – а – структурно-тектоническая модель Хасырейского месторождения; б – схематичный разрез по линии А-Б

### Цифровая фильтрационная модель месторождения

Создание цифровой фильтрационной модели (ЦФМ) Хасырейского месторождения позволило решить следующие задачи:

- анализ эффективности существующей системы разработки;
- определение наиболее эффективного способа разработки;
- определение прогнозных уровней добычи нефти;
- анализ необходимости дальнейшей доразведки месторождения.

#### Выбор типа моделей

Для адекватного отображения фильтрационных процессов, протекающих в ходе разработки Хасырейского месторождения, была выбрана модель с двойной пористостью и двойной проницаемостью.

В пластах трещиновато-порового типа флюиды находятся в двух связанных между собой системах:

- 1) матрица породы – занимает основную часть объёма пласта, характеризуется низкой проницаемостью, в матрице в большей мере проявляется действие капиллярных сил;
- 2) трещины в породе – обладают высокой проницаемостью, более низкой ёмкостью пустотного пространства, высокой проницаемостной анизотропией, малой зависимостью от капиллярных сил.

В модели двойной пористости/проницаемости течение в пласте происходит:

- между соседними ячейками трещины;
- между каждой ячейкой матрицы и связанной с ней ячейкой трещины;
- для режима двойной проницаемости – между соседними ячейками матрицы.

Корректное описание вытеснения нефти из матрицы в трещины требует учёта гравитационного дренирования, что и было реализовано.

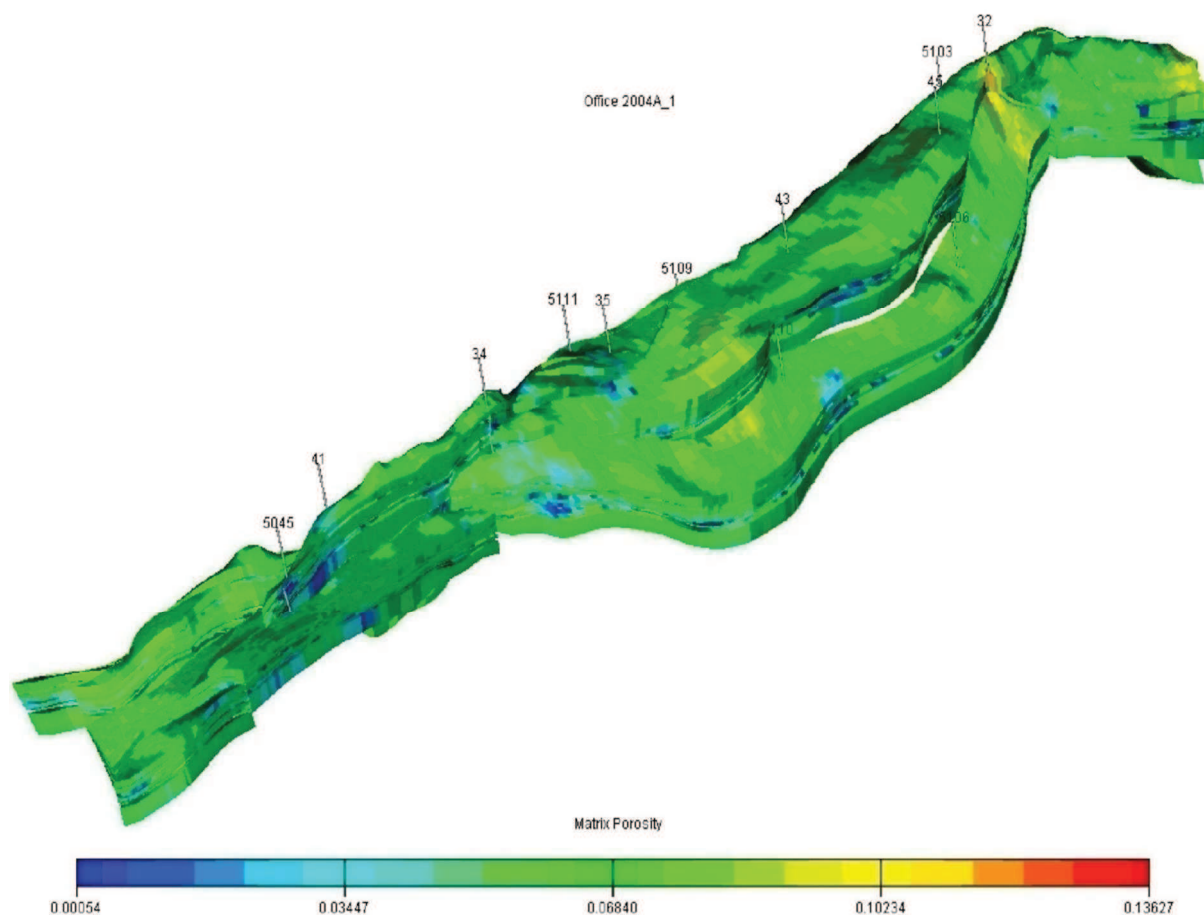
*Создание сетки, укрупнение и схема выделения слоёв*

Фильтрационная модель содержит 58×278 блоков по латерали. Геометрия месторождения задаётся регулярной неравномерной сеткой, осложняемой разломами смещения. Размер ячеек по направлению оси Y равен 100 м, по направлению оси X в интервале от 1,5 м до 300 м. В силу особенностей алгоритмов построения сетки в ПК «Petrel» ячейки с малыми размерами, как правило, находятся в районе разломов и в областях с большими углами наклона кровли.

После ремасштабирования геологической модели в ЦФМ все слои, относящиеся к ангидрито-доломитовой пачке ( $D_{1ad}$ ), были объединены в один слой – первый цикл гидродинамической модели, глинисто-доломитовая пачка ( $D_{1gd}$ ) также представляет собой один цикл – второй. Данные слои характеризуются низкой проводящей способностью трещин. Слои, относящиеся к доломитовой пачке ( $D_{1dol}$ ), были укрупнены в 12 циклов. Они составили с 3-го по 14-й слои модели. Силур ( $S_{2gr}$ ) представляет собой один цикл – 15-й слой модели.

Для моделирования двойной пористости с каждым блоком геометрической сетки связываются две ячейки моделирования, которые описывают матрицу и трещины. При этом их пространственное положение совпадает. В связи с этим производится удвоение числа ячеек.

В итоге была получена гидродинамическая модель Хасырейского месторождения (рис. 4) с размерами сетки, указанными в таблице 2.



**Рисунок 4** – Трёхмерная сетка пластов  $D_1$  и  $S_{2gr}$  Хасырейского месторождения (пористость матрицы)

Таблица 2 – Параметры фильтрационной модели Хасырейского месторождения

Геологическая модель		Фильтрационная модель	
размерность модели	средний размер ячейки	размерность модели	средний размер ячейки
58×278×738	100×100×0,5 м	58×278×15	99×103×26,9 м

Размеры в среднем по вертикали резко различаются по слоям. Верхние – ангидритодоломитовая  $D_{1ad}$  и глинисто-доломитовая  $D_{1gd}$  пачки – имеют высоту в среднем 62 и 63 м. Нижний слой – верхнесилурийский  $S_{2gr}$  имеют высоту в среднем 121 м. Остальные слои модели имеют средние высоты от 7 м (7-й цикл) до 33,5 м (4-й цикл).

Геолого-промысловые данные, индикаторные исследования и математическое моделирование позволили выделить непроницаемые разломы. Они моделировались заданием 0-го множителя на проводимость через соответствующие грани ячеек.

*Модифицированные функции (МФ) ОФП по фазам «вода – нефть»*

В основе гидродинамической модели Хасырейского месторождения лежит модель двойной пористости-проницаемости, следовательно, относительные фазовые проницаемости в этой модели должны описывать как потоки в трещинах, так и в матрице.

При моделировании для трещин относительные фазовые проницаемости выбирались по стандартной методике с учётом влияния капиллярных и гравитационных сил. Модифицированные относительные фазовые проницаемости (ОФП) для трещин показаны на рисунке 5. Доля заземлённой воды и остаточная нефтенасыщенность для трещин приняты равными 0,1 доли ед.

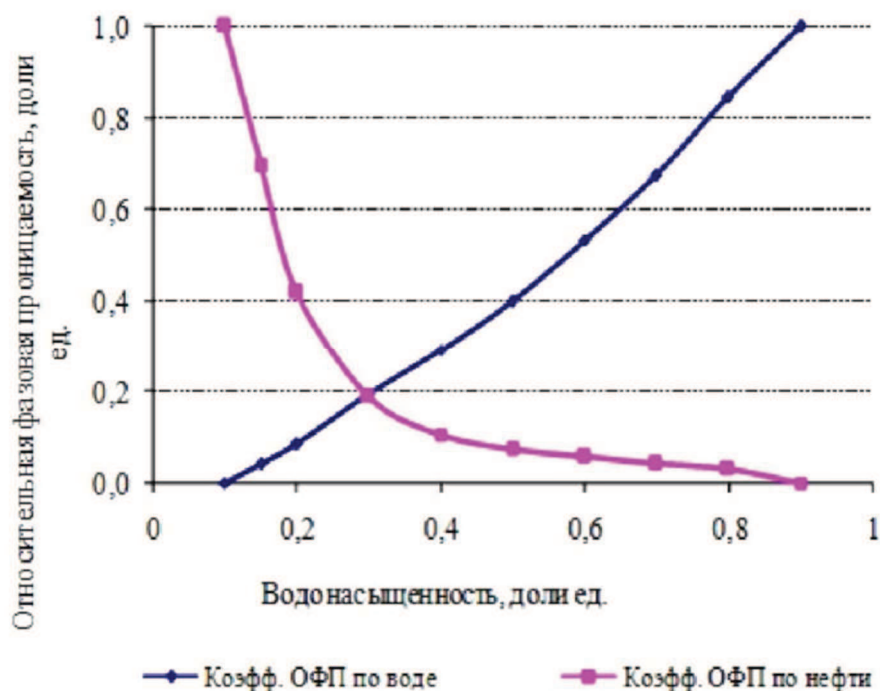


Рисунок 5 – Относительные фазовые проницаемости «вода – нефть» для трещин

Значение минимальной водонасыщенности для матрицы принято для  $D_{1gd}$  – 0,32 доли ед., для  $D_{1ad}$ ,  $D_{1dol}$  и  $S_{2gr}$  равно 0,16 доли ед. Для получения нормированных значений ОФП использовались эффективные проницаемости по нефти, что было вызвано отсутствием качественных экспериментов на керне. Модифицированные ОФП для матрицы показаны на рисунке 6, зависимость ОФП от водонасыщенности дана в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристика модифицированных фазовых проницаемостей («вода – нефть»)

средняя насыщенность водой, доли ед.	Матрица $D_{1gd}$			Матрица $D_{1ol}, D_{1ad}, S_{2gr}$			Трещины		
	фазовая проницаемость для воды, доли ед.	фазовая проницаемость для нефти, доли ед.	средняя насыщенность водой, доли ед.	фазовая проницаемость для воды, доли ед.	фазовая проницаемость для нефти, доли ед.	средняя насыщенность водой, доли ед.	фазовая проницаемость для воды, доли ед.	фазовая проницаемость для нефти, доли ед.	средняя насыщенность водой, доли ед.
0,34	0	1	0,16	0	1	0,1	0	0	0,1
0,351	0,004	0,833	0,176	0,010	0,837	0,15	0,040	0,040	0,15
0,381	0,009	0,598	0,191	0,017	0,675	0,2	0,084	0,084	0,2
0,414	0,015	0,357	0,21	0,020	0,505	0,3	0,194	0,194	0,3
0,442	0,031	0,175	0,25	0,025	0,305	0,4	0,292	0,292	0,4
0,49	0,057	0,115	0,275	0,032	0,197	0,5	0,398	0,398	0,5
0,551	0,105	0,047	0,305	0,041	0,133	0,6	0,532	0,532	0,6
0,612	0,186	0,017	0,32	0,050	0,112	0,7	0,674	0,674	0,7
0,732	0,595	0,007	0,333	0,054	0,098	0,8	0,846	0,846	0,8
0,736	0,598	0,002	0,37	0,067	0,073	0,9	1	1	0,9
0,74	0,600	0	0,386	0,073	0,062	–	–	–	–

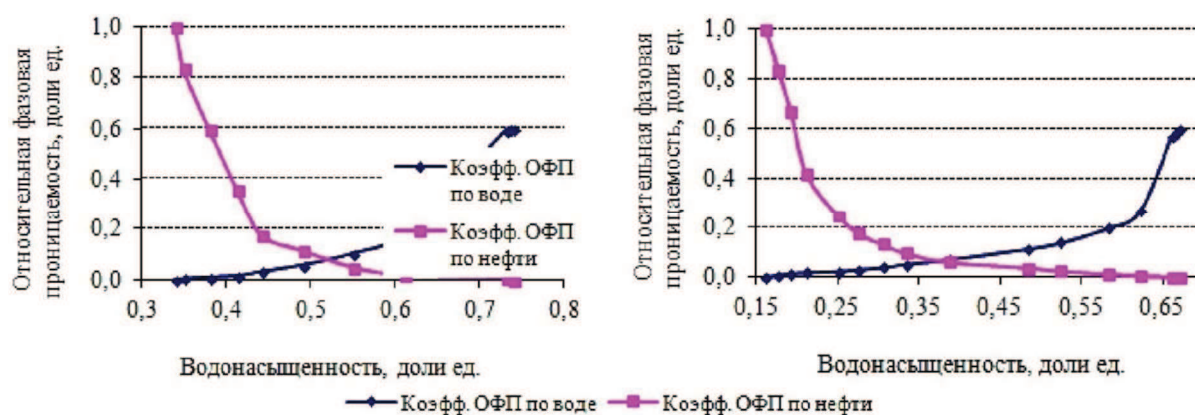


Рисунок 6 – Модифицированные функции ОФП «вода – нефть» для матрицы для пачек: а)  $D_{1gd}$ ; б)  $D_{1dol}$ ,  $S_{2gr}$  и  $D_{1ad}$

*Уточнение параметров фильтрационной модели на основе анализа истории разработки.*

Целью адаптации модели было добиться адекватного описания процессов фильтрации. Критерием качества адаптации являлось соответствие следующих расчётных параметров фактическим: дебиты жидкости и приёмистости по скважинам, динамика обводнённости по скважинам, динамика пластового давления.

Первым этапом производилась адаптация дебита жидкости и объёма закачки скважин. При необходимости корректировались значения проницаемостей трещин вблизи скважин. На данном этапе внесения значительных изменений в модель не потребовалось.

На втором этапе адаптировалось распространение воды в резервуаре. Важной информацией при адаптации служили сведения о взаимовлиянии добывающих и нагнетательных скважин, установленные на основе геолого-промысловых данных (ПГИ, ГДИС, фактические показатели работы скважин, индикаторные исследования). Дополнительно привлекался анализ химического состава добываемой воды для определения обводнения скважин. Основным инструментом адаптации ФМ Хасырейского месторождения являлось уточнение анизотропии проницаемости и пустотности (объёма) трещин. Это связано с тем, что течение в пластах происходит преимущественно по трещинам, где проницаемость много выше проницаемости по матрице.

Результаты адаптации фильтрационной модели Хасырейского месторождения приведены на рисунках 7–9.

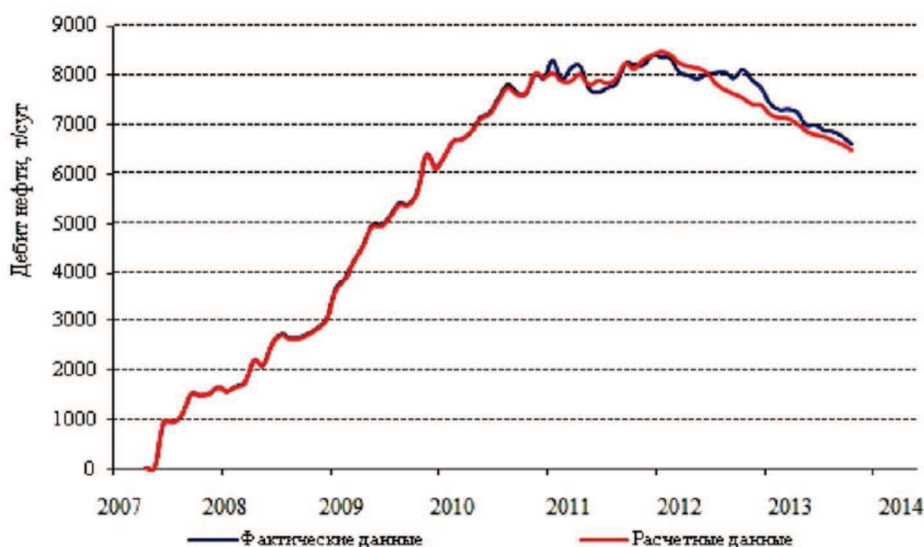
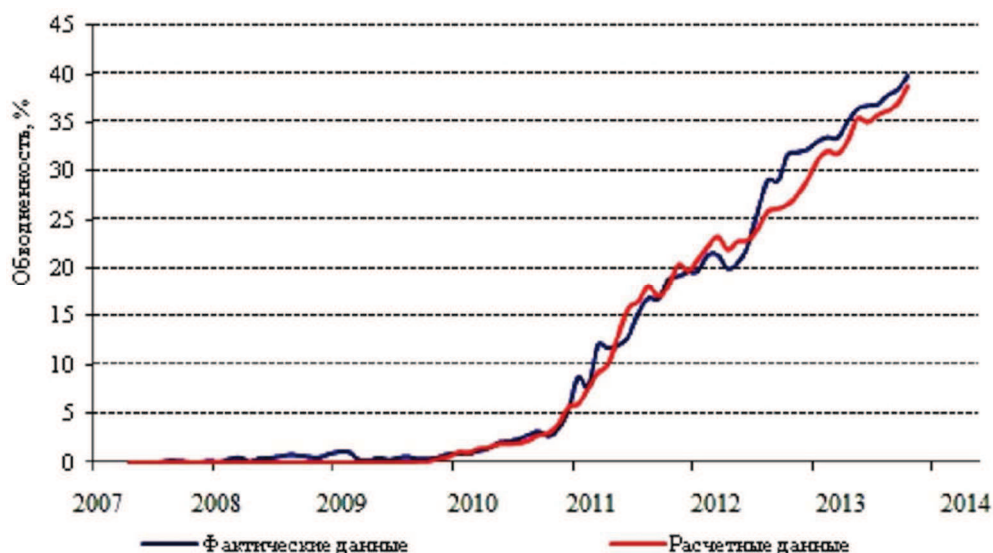
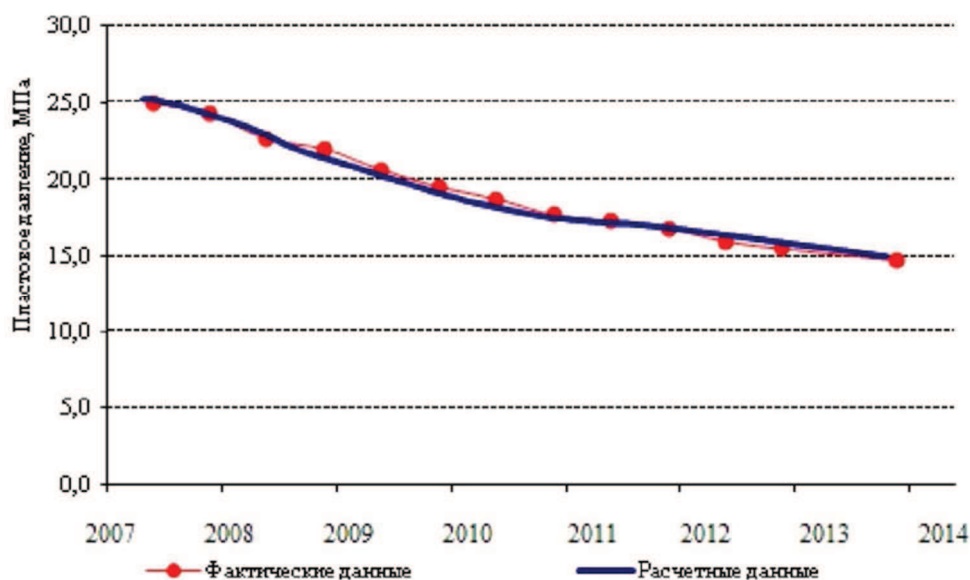


Рисунок 7 – Динамика дебита нефти для Хасырейского месторождения





**Рисунок 8** – Обводнённость продукции для Хасырейского месторождения



**Рисунок 9** – Сравнение пластовых давлений для Хасырейского месторождения

В таблице 4 приведено сопоставление фактических и расчётных технологических показателей истории разработки; в таблице 5 представлено сопоставление физико-химических свойств флюидов; в таблице 6 – сопоставление параметров геологической модели с фильтрационной моделью.

Таблица 4 – Сопоставление фактических и расчётных технологических показателей истории разработки

Годы	Фонд работающих добывающих скважин		Фонд работающих нагнетательных скважин		Добыча нефти, тыс. тонн			Добыча жидкости, тыс. тонн			Закачка воды, тыс. тонн			Пластовое давление, МПа		
	факт	расчёт	факт	расчёт	факт	расчёт	расход-дение, %	факт	расчёт	расход-дение, %	факт	расчёт	факт	расчёт	факт	расчёт
2007	6	6	0	0	195	196	0,26	196	196	0	0	0	0	0	24,4	24,2
2008	12	12	1	1	705	708	0,41	709	708	0,14	12	12	12	12	22,1	21,4
2009	31	31	1	1	1499	1506	0,48	1508	1507	0,07	254	254	254	254	19,6	19,1
2010	40	40	9	9	2252	2253	0,04	2308	2303	0,22	1171	1171	1171	1171	17,8	17,5
2011	49	49	13	13	2519	2538	0,78	2975	2968	0,23	3085	3085	3085	3085	16,9	16,9
2012	55	55	14	14	2540	2581	1,64	3489	3484	0,14	2773	2773	2773	2773	15,6	15,9
2013	57	57	14	14	2189	2253	2,92	3617	3605	0,33	2738	2738	2738	2738	14,8	15,0

Таблица 5 – Сопоставление утверждённых физико-химических свойств флюидов и принятых в фильтрационной модели

Параметр	Подсчёт запасов	Фильтрационная модель	Расхождение	
			абс. ед.	%
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0,869	0,869	0	0
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0,775	0,775	0	0
Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	1,111	1,111	0	0
Плотность газа в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	–	170	–	–
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,243	1,243	0	0
Объёмный коэффициент газа, доли ед.	–	0,004	–	–
Давление насыщения нефти газом, МПа	20,1	20,1	0	0
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	117,0	117,0	0	0
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с	2,34	2,34	0	0
Вязкость воды в пластовых условиях, МПа · с	0,97	0,97	0	0
Вязкость газа в пластовых условиях, МПа · с	–	0,10	–	–

Таблица 6 – Сопоставление параметров геологической модели с трёхмерной фильтрационной моделью

Параметр	Геологическая модель	Фильтрационная модель	Расхождение	
			абс. ед.	%
Эффективная толщина, м				
минимум	0,5	8,8		
максимум	128,6	127,3	1,3	1
среднее	47,0	49,4	2,4	5
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м				
минимум	0,23	0,13	0,10	43
максимум	107,6	127,3	19,7	18
среднее	45,0	43,0	2	4
Коэффициент песчаности, доли ед.				
минимум	0,02	0,00		
максимум	0,18	0,21	0,03	16,7
среднее	0,11	0,12	0,01	8
Коэффициент пористости, доли ед.				
минимум	0,04	0,00		
максимум	0,18	0,16	0,02	11
среднее	0,07	0,07	–	–
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.				
минимум	0,600	0,160		
максимум	0,886	0,836	0,050	5,6
среднее	0,814	0,786	0,028	3,4

На рисунках 10 и 11 приведены модельные распределения нефтенасыщенности по трещинам и по матрице.

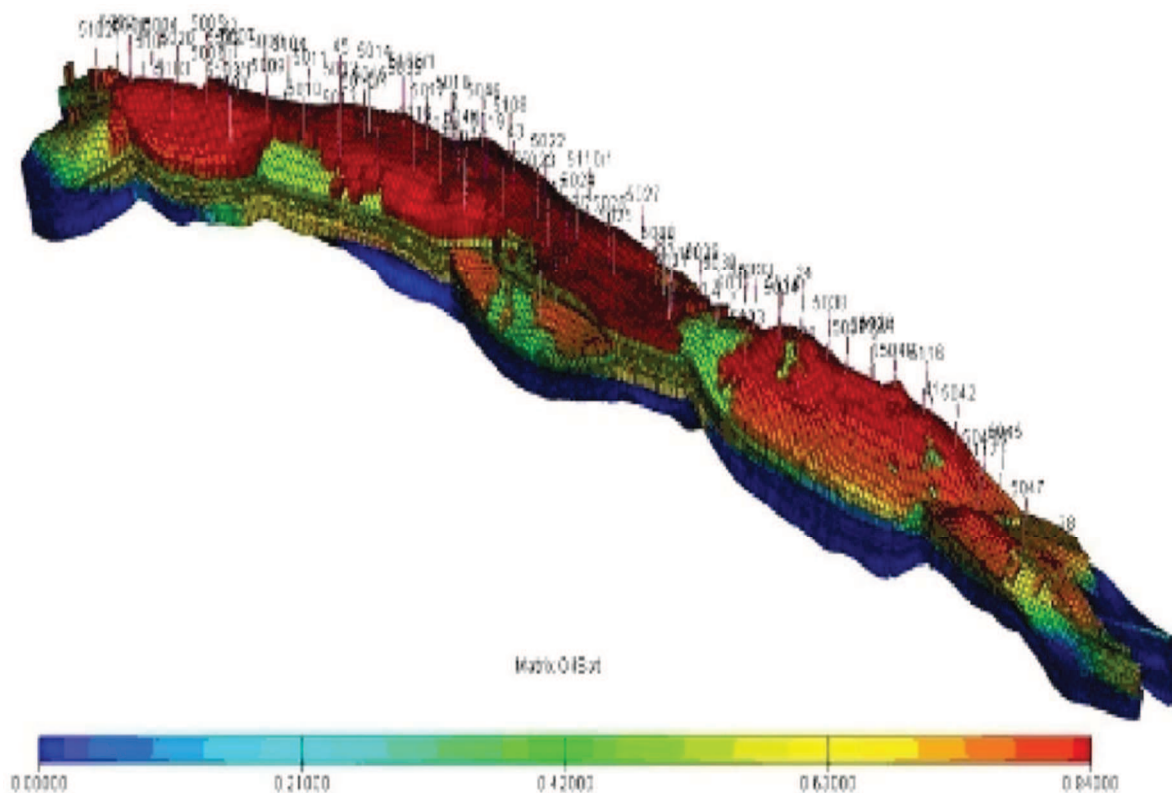
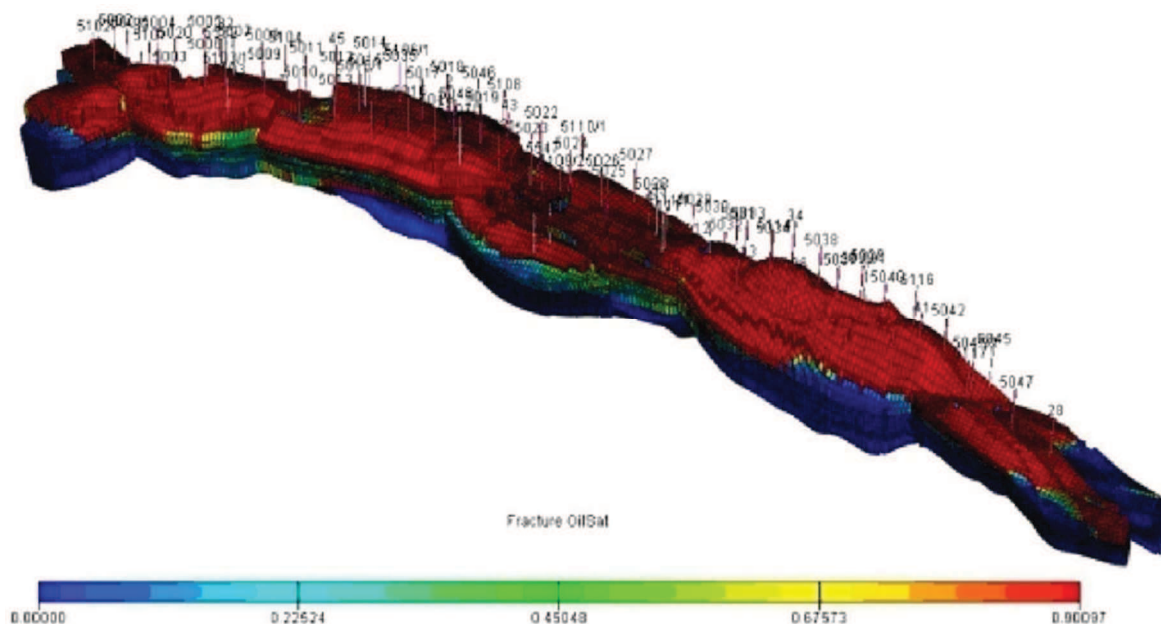


Рисунок 10 – Распределение нефтенасыщенности по трещинам (модель Хасырейского месторождения)



**Рисунок 11** – Распределение нефтенасыщенности по матрице (модель Хасырейского месторождения)

### **Современное состояние геофизической изученности месторождения**

#### *Основные этапы геологоразведочных работ*

С целью изучения геологического строения рассматриваемой территории, начиная с 1969 года и вплоть до 2014 года, проводились следующие виды геофизических исследований:

- аэромагнитные съёмки масштаба 1:200000 и 1:50000;
- гравиметрические съёмки масштаба 1:200000 и 1:50000;
- электроразведочные исследования методами МТП и МТЗ;
- сейсморазведочные работы МОВ, МОГТ 2D, МОГТ 3D.

Аэромагнитной съёмкой масштаба 1:200000 рассматриваемая территория была заснята в 1969–1970 гг. В результате этих работ установлены общие закономерности изменения магнитного поля, проведено районирование Тимано-Печорской провинции и составлена схема основных структурообразующих элементов.

Те же структурные элементы Варандей-Адзвинской структурной зоны нашли своё отражение на гравиметрических картах масштаба 1:200000. Были выявлены основные тектонические поднятия Гамбурцева, Сорокина, Колвинское, Морейюская и Верхне-Адзвинская брахиантиклиналь.

Проведённая в 1986–1990 гг. крупномасштабная аэромагнитная съёмка масштаба 1:50000 позволила уточнить строение отдельных региональных структур (вал Гамбурцева, вал Сорокина, Варандей-Адзвинская и Морейюская депрессии) и протрассировать разрывные нарушения, ограничивающие эти зоны. Позднее материалы съёмок были обобщены, в результате чего были составлены сводные аэромагнитные карты масштаба 1:50000 на северную часть провинции.

В 1993 году на Адзвинской площади с целью уточнения характера зоны сочленения вала Гамбурцева с Хоседаюской антиклинальной зоной были проведены детальные гравиметрические работы масштаба 1:50000.

В результате проведения электроразведочных работ методами МТП (метод теллурических полей) и МТЗ (метод теллурического зондирования) в 1972–1974 гг. появились данные о глубине залегания опорных геоэлектрических горизонтов разреза в Морейюской впадине: 6,0–6,5 км для III опорного горизонта и 10–12 км для IV опорного горизонта.

Сейсморазведочные работы в Варандей-Адзвинской структурной зоне ведутся с 1975 года. В 1975–1977 гг. были проведены региональные работы методом отражённых волн (МОВ). По результатам этих работ выполнено тектоническое районирование

рассматриваемой территории, выделены все вышеназванные региональные структуры, выявлено их соответствие особенностям геофизических полей по грави- и магниторазведке, а также изучена скоростная характеристика разреза осадочного чехла, уточнено плановое положение, амплитуды и особенности строения горста Чернова, валов Сорокина и Гамбурцева.

В период с 1977 по 1985 гг. проведены поисково-рекогносцировочные исследования и поисково-детальные работы МОВ с целью поиска локальных антиклинальных структур и подготовки их к глубокому бурению по отражающим горизонтам в верхнем и среднем палеозое. В результате этих работ в пределах вала Гамбурцева были выявлены Нядейюская, Хасырейская и Черпаюская локальные структуры

В 1985 году была подготовлена к глубокому бурению по отражающим горизонтам нижнего карбона – верхнего девона Нядейюская структура и в 1986 году начато структурно-поисковое и параметрическое бурение в южной приосевой части поднятия.

В 1986–1996 гг. выполнены сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ) с целью подготовки к глубокому бурению других структур, выявленных сейсморазведкой МОВ. В результате этих работ были получены данные о мощности осадочного чехла и характере залегания отражающих горизонтов разреза вплоть до глубин 7–8 км. По отражающим горизонтам III-IV (S-D<sub>1</sub>), IV<sub>1</sub> (S), V (O) были подготовлены к глубокому бурению структуры: Нядейюская, Хасырейская и Черпаюская.

В 1996–2000 гг. проведены детализационные сейсморазведочные работы МОГТ с целью уточнения структурных планов продуктивных горизонтов, оптимального размещения разведочных скважин в пределах открытых к тому времени Нядейюского, Хасырейского и Черпаюского месторождений и подготовки к глубокому бурению автохтонной части разреза Черпаю-Хасырейской структуры.

В 2012 году осуществлена новая интерпретация геолого-геофизических данных в пределах вала Гамбурцева. Построены структурные карты в масштабе 1:50000 по отражающим горизонтам III<sub>d</sub> (D<sub>3dm</sub>), III<sub>1-3</sub> (D<sub>3tm-sr</sub>), III<sub>1</sub> (D<sub>1sk</sub>), III-IV (D<sub>1op</sub>), V (O<sub>3</sub>), карты изопахит отложений сотчемкыртинского и овинпармского горизонтов нижнего девона. Результаты выполненных работ дали возможность существенно уточнить геометрию структурных элементов месторождений по отложениям девона, силура, ордовика. Установлено более сложное, чем представлялось ранее, разломно-блоковое тектоническое строение района. Уточнены размеры, форма известных ранее и многочисленных впервые выявленных тектонических блоков и амплитуда структурообразующих тектонических разломов.

Детализационные 3D сейсморазведочные работы МОГТ впервые были выполнены в 2012–2013 гг. в объёме 43,43 км<sup>2</sup> в северной части Хасырейского месторождения с целью оценки возможностей метода сейсморазведки 3D для уточнения строения, определения размеров и контуров залежей, прослеживания зон улучшенных коллекторов, тектонических нарушений и картирования отдельных блоков, корреляции отражений от опорных целевых горизонтов S<sub>2gj</sub>, III-IV, III<sub>3-1</sub>, III<sub>d</sub>, IIv (Civ), Ia (P<sub>1ar</sub>) в отложениях палеозойско-мезозойской групп. По результатам работ по отражающим горизонтам уточнено строение Хасырейской структуры, сделаны попытки прогноза зон увеличения эффективных нефтенасыщенных толщин проницаемых карбонатов нижнего девона. Выполнена оперативная оценка запасов УВ нижедевонской залежи нефти.

В 2013–2014 гг. работы методом ОГТ (554,4 км<sup>2</sup>) были распространены на площадь всех трёх рассматриваемых в работе месторождений: Нядейюского, Хасырейского и Черпаюского с целью детализации геологического строения месторождений с залежами нефти в отложениях нижнего девона и верхнего силура и выдачей рекомендаций по закладке эксплуатационных и поисково-разведочных скважин. В результате проведённых работ изучено и уточнено структурно-тектоническое строение всех трёх месторождений по отложениям ордовикско-юрского возраста. Выполнены структурные построения по продуктивным пластам месторождений; проведён анализ кинематических и динамических характеристик сейсмической записи с целью выявления зон распространения пород с улучшенными коллекторскими свойствами и оптимизации заложения эксплуатационных скважин.

*Поисково-разведочное и эксплуатационное бурение*

На 01.01.2013 г. всего пробурены 77 скважин, из них в период эксплуатационного бурения – 64. В период поисково-разведочных работ (1988-1998 гг.) были пробурены 6 поисковых (№№ 1п, 2п, 32п, 33п, 34п и 35п) и 7 разведочных скважин (№№ 28р, 41р, 42р, 43р, 45р, 46р и 47р). Разведочные скважины №№ 42р и 46р и поисковая № 32п ликвидированы как выполнившие своё предназначение и выведены из фонда. Эксплуатационное бурение в начато в 2012 году. Состояние пробуренных скважин по состоянию на 01.01.2013 г. представлено в таблице 7.

**Таблица 7** – Состояние пробуренных скважин на 01.01.2013 г.

Номер скважины	Категория скважин	Дата окончания бурения	Глубина забоя, м	Состояние
1	2	3	4	5
1	поисковая	05.06.1990	4517	раб.
2	поисковая	30.11.1995	4609	раб.
28	разведочная	06.10.1994	2641,18	раб.
32	поисковая	27.09.1992	3200	ликвидирована
33	поисковая	25.09.1993	2730,6	бездействует
34	поисковая	25.03.1992	3200	раб.
35	поисковая	30.07.1994	3190	наблюдательная
41	разведочная	08.10.1996	2347	раб.
42	разведочная	27.03.1996		ликвидирована
43	разведочная	18.07.1994	2709	раб.
45	разведочная	12.05.1996	2816	раб.
46	разведочная	24.04.1997	4053,6	ликвидирована
47	разведочная	с 1997 года консерв.отс.фин.	2068	в консервации
5001	эксплуатационная	26.11.2010	2651	раб.
5002	эксплуатационная	28.11.2010	3003	раб.
5003	эксплуатационная	26.04.2010	3140	раб.
5004	эксплуатационная	18.01.2010	2712	раб.
5005	эксплуатационная	27.06.2008	2831	раб.
5006	эксплуатационная	28.12.2008	2836	раб.
5007	эксплуатационная	10.10.2008	2870	в консервации
5008	эксплуатационная	25.01.2008	2807	раб.
5009	эксплуатационная	15.10.2009	2874	раб.
5010	эксплуатационная	23.01.2010	2645	раб.
5011	эксплуатационная	12.08.2009	2558	раб.
5012	эксплуатационная	28.07.2010	2486	раб.
5013	эксплуатационная	28.03.2010	2750	раб.
5014	эксплуатационная	08.06.2010	2650	раб.
5016	эксплуатационная	15.01.2008	2742	раб.
5017	эксплуатационная	05.09.2007	2422	раб.
5018	эксплуатационная	27.05.2008	3074	раб.
5019	эксплуатационная	14.05.2009	2600	раб.
5020	эксплуатационная	14.02.2011	2937	раб.
5021	эксплуатационная	03.06.2010	2545	раб.
5022	эксплуатационная	23.03.2010	2770	раб.
5023	эксплуатационная	19.11.2009	2744	раб.
5024	эксплуатационная	13.01.2009	2720	раб.
5025	эксплуатационная	30.04.2010	2700	раб.
5026	эксплуатационная	10.10.2009	2505	раб.
5027	эксплуатационная	18.12.2009	2846	раб.
5028	эксплуатационная	03.03.2010	2975	раб.
5029	эксплуатационная	07.02.2010	2910	раб.
5030	эксплуатационная	31.01.2010	2540	бездействует
5031	эксплуатационная	09.08.2009	2690	раб.

Окончание таблицы 7

1	2	3	4	5
5032	эксплуатационная	07.04.2010	2875	раб.
5033	эксплуатационная	04.01.2010	2755	раб.
5034	эксплуатационная	10.05.2011	2650	раб.
5036	эксплуатационная	27.06.2011	2800	раб.
5038	эксплуатационная	21.10.2011	2520	раб.
5040	эксплуатационная	12.08.2010	2570	раб.
5041	эксплуатационная	03.09.2011	2720	раб.
5042	эксплуатационная	24.06.2011	2905	раб.
5047	эксплуатационная	09.11.2010	2732	раб.
5101	эксплуатационная	20.07.2010	3130	раб.
5102	эксплуатационная	13.09.2010	2966	раб.
5103/1	эксплуатационная	26.05.2009	2840	раб.
5104	эксплуатационная	16.08.2009	3053	раб.
5105/1	эксплуатационная	09.10.2008	2802	раб.
5106/1	эксплуатационная	28.04.2009	2808	раб.
5107	эксплуатационная	07.12.2009	2746	раб.
5108	эксплуатационная	31.08.2009	3040	раб.
5109/1	эксплуатационная	17.10.2008	2903	раб.
5110/1	эксплуатационная	16.06.2009	3055	раб.
5111/1	эксплуатационная	26.10.2008	2930	раб.
5112	эксплуатационная	24.05.2009	3635	раб.
5113	эксплуатационная	03.09.2011	3188	раб.
5114	эксплуатационная	18.12.2011	2890	раб.
5115	эксплуатационная	12.02.2011	2947	раб.
5116	эксплуатационная	23.04.2011	2568	раб.
5117	эксплуатационная	02.01.2011	2803	раб.
5532	эксплуатационная	01.09.2007	2619	раб.
5547	эксплуатационная	10.07.2010	2945	раб.
5035	эксплуатационная	01.10.2012	2629	раб.
5037	эксплуатационная	01.02.2012	2820	ост.
5046	эксплуатационная	01.12.2012	2865	раб.
5015/1	эксплуатационная	01.08.2012	2957	раб.
5039/1	эксплуатационная	01.12.2012	2169	раб.
5045/1	эксплуатационная	01.05.2012	3289	раб.

*Отбор и исследования керна*

Отбор керна производился в соответствии с геолого-техническими нарядами на скважины и корректировался в зависимости от особенностей строения вскрываемого разреза. Основное внимание при этом было обращено на достижение более полной освещённости керном продуктивной части разреза. Месторождение достаточно полно охарактеризовано исследованиями керна для дальнейшего проектирования разработки.

*Геофизические исследования скважин в процессе бурения*

Выполненные методы ГИС позволили решить задачи корреляции пластов, литологического расчленения разреза, выделения коллекторов, оценить емкостные свойства коллекторов.

Общие исследования выполнялись во всех скважинах и по всему разрезу в масштабе 1:500 в следующем объеме:

– стандартный каротаж потенциал-зондами N11.0M0.5A, N8.0M0.5A или N6.0M0.5A градиент-зондом A4.0M0.5N (или A8M1N);

- ПС;
- кавернометрия;
- радиоактивный каротаж (гамма-нейтронный каротаж разных модификаций).

Комплекс детальных геофизических исследований в перспективных продуктивных отложениях в масштабе глубин 1:200 был различен в разведочных и эксплуатационных скважинах.

В разведочных скважинах проводились следующие виды каротажа:

- стандартный каротаж стандартными потенциал- и градиент-зондами;
- ПС;
- боковое каротажное зондирование (БКЗ) комплексом подошвенных градиент-зондов размерами 0,45; 1,05; 2,25; 4,5; 8,5 м и обращенным зондом N0.5M2.0A;
- микрозондирование МКЗ;
- боковой микрокаротаж БМК;
- боковой каротаж БК;
- индукционный каротаж ИК;
- гамма-каротаж ГК;
- нейтронный гамма-каротаж НГК или НКТ или 2НКТ – однозондовая или двухзондовая модификация нейтронного каротажа по тепловым нейтронам;
- гамма-гамма-плотностной каротаж ГГКП;
- акустический каротаж ДТ;
- инклинометрия;
- резистивиметрия.

Исследования в скважинах выполнялись, в основном, серийной отечественной аппаратурой. Масштабы и скорости регистрации диаграмм выбирались в соответствии с требованиями соответствующих технических инструкций.

В состав БКЗ входили пять подошвенных градиент-зондов стандартных размеров (АО = 0,45-8,50 м) и один кровельный зонд (АО = 2,25 м), а также потенциал-зонд N6.0M0.5A, N8.0M0.5A или N11.0M0.5A и резистивиметр.

Боковой каротаж выполнялся трёхэлектродным зондом БК-3.

При микрокаротаже применялись стандартные зонды A0.5M и A0.025M0.025N.

Индукционный каротаж записан зондами 6Ф1, 7И1.6 и комплексом ИКЗ-2.

Кривые радиоактивного каротажа регистрировались приборами ДРСТ-3-90 и СРК-73. При регистрации акустических свойств горных пород использовались приборы USBA-21, СПАК-6, СПАК-4.

ГИС в большинстве разведочных скважинах проводились в 80-х годах прошлого столетия, поэтому запись диаграмм велась в аналоговой форме; затем диаграммы были оцифрованы. В эксплуатационных скважинах каротаж проводился современными многоканальными станциями, позволяющими вести запись на цифровые носители.

Имеющиеся материалы ГИС, в основном, удовлетворительного качества, соответствуют основным требованиям и пригодны для количественной интерпретации.

*Промыслово-геофизические исследования эксплуатационных скважин*

На месторождении за период 2007-2012 гг. проведены 113 исследований в 46 скважинах.

Информационная карта охвата месторождения промыслово-геофизическими исследованиями приведена на рисунке 12. В целом по месторождению охват скважин информативными промыслово-геофизическими исследованиями – 94 %.

*Гидродинамические исследования скважин*

Данные о состоянии изученности месторождения гидродинамическими методами приведены в таблице 8.

Достоверные КВД (КПД) имеет 62 % фонда, из них 15 скважин имеют повторные замеры, объем исследований достаточен для решения задач проектирования разработки месторождения и построения фильтрационной модели.



Таблица 8 – Результаты гидродинамических исследований скважин (пласт D<sub>1</sub>)

Номер скважины	Толщина пласта, м	Дебит жидкости, м <sup>3</sup>	Обводнённость, %	Пластовое давление на отметку 2121 м (10 <sup>-1</sup> ) МПа	Забойное давление на отметку 2121 м (10 <sup>-1</sup> ) МПа	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> · 10/сут · МПа	Гидропроводность, (10 <sup>-3</sup> ) (мкм <sup>2</sup> · м) / (МПа · с)	Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	Вид исследования
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	45	154	0,3	172	153	8,3	1290	73	КВД
2	4	167	1,4	160	144	10,3	1000	520	КВД
34	6	143	–	234	228	28,3	3933	1420	КВД
34	6	246	0,3	159	215	25,5	2835	1020	КВД
34	6	241,92	0,3	234	191	16,4	2192	792	КВД
34	6	172,81	0,3	166	196	14,4	1629	589	КВД
34	6	237,4	–	160	178	21,4	2580	932	КВД
34	6	209,9	0,2	181	169	17,4	2393	865	КВД
34	6	155	0,2	234	159	25,6	3955	1430	КВД
34	6	148	0,7	159	153	28,5	4429	1600	КВД
41	6	498,24	0,3	215	214	1114,6	16071	5710	КВД
41	6	289	0,5	198	197	323,6	8571	3050	КВД
41	–	358	1,2	205	205	103,2	6286	–	ИД
41	–	320	0,2	196	191	63,2	4616	–	ИД
41	6	187	0,2	189	186	35,0	5102	–	КВД
41	6	203	0,2	165	158	–	6695	–	КВД
41	–	103	0,2	147	146	62,3	12220	–	КВД
43	49	–	–	182	–	–	3647	167	КВД
43	–	210	0,8	219	215	48,3	31473	–	КВД
43	49	225	0,3	215	200	14,8	3304	151	КВД
43	49	199	0,2	182	169	14,9	2982	136	КВД
43	49	251	0,3	275	256	13,3	5134	235	КВД
45	6	484	–	247	246	677,9	7946	1980	КВД
5001	80	195	0,9	194	191	57,5	8438	236	КВД
5001	80	115	82,8	160	156	26,7	6205	174	КВД
5004	35	159	–	165	155	14,5	6295	834	КВД
5005	22	343	0,6	217	229	79,5	63839	6440	КВД
5005	22	305	1	217	206	38,2	31830	3210	КВД
5005	22	170	0,4	165	162	55,8	34286	3460	КВД
5006	36	248	0,2	210	164	5,4	1460	92	КВД
5007	31	196	2,3	224	179	4,3	3933	283	КВД

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5007	31	–	0,5	–	172	–	193304	–	КВД
5008	29	–	3,6	155	–	–	2888	275	КВД
5010	26	176	0,7	167	160	37,4	5491	478	КВД
5011	52	243	0,2	184	175	27,1	7188	313	КВД
5015	36	267	1,7	202	188	20,1	31116	1930	КВД
5015	–	158	0,7	164	188	79,4	37589	–	КВД
5016	26	388	–	160	154	69,3	13348	2650	КВД
5017	13	–	0,2	246	242	–	44152	7550	КВД
5017	13	408	0,3	191	229	33,2	35179	6020	КВД
5017	13	289,6	–	160	229	61,3	36250	6200	КВД
5017	13	270	0,7	272	264	36,7	12679	2510	КВД
5017	13	–	0,3	191	195	–	22679	3880	КВД
5017	13	177	0,6	190	188	62,9	15893	2720	КВД
5018	6	–	8,9	194	181	–	1973	691	КВД
5019	39	289	0,8	257	246	26,1	3076	248	КВД
5019	39	265	0,6	172	167	145,0	7411	429	КВД
5020	27	–	0,3	147	–	–	171	27	КВД
5021	26	–	0,8	173	–	–	30938	2660	КВД
5022	30	231	0,4	177	161	14,3	27143	2010	КВД
5022	30	318	1,3	172	169	100,0	21741	1660	КВД
5023	32	–	0,5	185	–	–	38438	2670	КВД
5024	42	281	0,5	202	189	22,9	21518	1160	КВД
5024	42	235	0,2	185	190	95,9	18795	1010	КВД
5024	–	–	0,3	185	194	–	25000	–	КВД
5024	–	99	0,4	175	174	165,0	–	–	КВД
5027	31,21	159	0,9	185	182	50,6	11205	804	КВД
5027	31,21	121	18,9	154	152	68,6	11786	2220	КВД
5028	31,03	150	0,4	175	164	13,5	9911	715	КВД
5028	–	180	1,3	168	164	51,3	13036	–	КВД
5029	20,97	241	0,5	188	172	9,5	99107	8490	КВД
5029	20,97	201	0,1	188	186	95,6	25759	2750	КВД
5030	30,5	–	0,7	179	–	–	75	28,1	КВД
5031	–	–	0,5	175	–	–	19375	–	КВД
5045	20,4	130	0,3	186	168	7,1	1013	111	КВД
5107	6	–	–	203	119	–	1138	103	КВД

Окончание таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5108	6	155	0,7	191	184	23,2	3147	336	КВД
5108	-	257	-	218	359	1,8	200	21,3	КПД
5109	-	-	-	235	-	-	469	69,7	КПД
5109/1	12,1	-	-	131	-	21,0	2768	512	КВД
5532	74,9	-	-	183	212	-	1643	49,1	КВД
5106/1	7,3	-	0,7	186	196	-	13661	4190	КВД
5109/1	2,8	-	-	218	-	-	4058	3250	КПД
5110/1	9,3	-	0,3	235	-	-	12455	2690	КВД
5005	-	234	0,6	163	158	46,8	20719	-	ИД
5005	-	-	0,2	163	316	-	20338	-	КВД
5010	-	176	0,7	158	156	97,8	4231	-	КВД
5011	-	230	0,1	193	179	21,7	5250	-	ИД
5011	-	-	0,3	157	-	-	5339	-	КВД
5012	-	198	0,7	179	174	41,2	6744	-	КВД
5012	-	221	1,2	180	166	14,9	6183	-	КВД
5015	-	-	1,5	211	-	-	6688	-	ИД
5016	-	267	2,5	209	209	54,0	1330	-	ИД
5016	-	220	0,2	190	188	126,9	6677	-	ИД
5017	26	0	1,9	225	-	-	14367	1240	КВД
5019	27,8	0	0,3	178	-	-	7385	636	ИД
5022	-	0	29,4	168	-	-	7098	-	КВД
5034	20,8	199	0,1	172	155	12,3	989	119	КВД
5039	-	-	-	165	-	-	14793	-	КВД
5042	-	-	1,2	нет инклимет-рии	нет инклимет-рии	-	3842	-	КВД
5102	9,5	-	-	173	-	-	977	30,9	КПД
5104	-	218	0,2	188	188	97,9	2104	-	ИД
5104	-	-	1,1	179	174	-	2680	-	КВД
5104	-	145	0,3	169	160	16,8	1483	-	КВД
5104	-	0	0,1	152	-	-	5404	-	ИД
5104	-	216	0,2	161	157	59,4	6809	-	КВД
5113	-	-	4,3	189	142	-	361	-	КВД
5114	-	-	0,4	нет инклимет-рии	нет инклимет-рии	-	4892	-	КВД
5116	22,3	-	0,2	165	-	-	5035	571	КВД
5109/1	12,8	-	-	224	-	-	12533	294	КПД
Средние значения по медиане	22	210	1	183	180	35	6290	819	

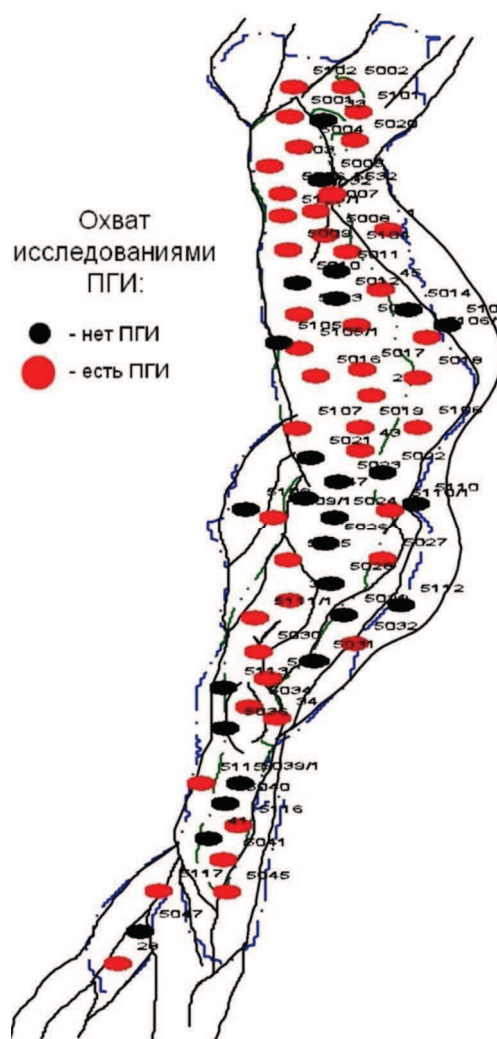


Рисунок 12 – Информационная карта по промыслово-геофизическим исследованиям пласта

### Программа доразведки месторождения

В настоящее время 2D и 3D сейсморазведочные работы на месторождениях вала Гамбурцева проведены в достаточном объеме. Однако при обработке сейсмике 3D не была выполнена миграция до суммирования. Это не позволяет должным образом учесть кривизну отражающих горизонтов, в результате в областях с большими углами наклона отражающих горизонтов погрешность определения глубины значительно возрастает. Для уточнения структурных построений рекомендуется выполнить переобработку результатов сейсмосьёмки с применением миграции до суммирования. Отметим, что в результате переобработки можно получить более качественные кубы сейсмических атрибутов, а уточнение структуры позволит более точно выполнить расчёт механических напряжений в пласте. Полученные результаты помогут уточнить модель сети трещин месторождения.

#### *Отбор и исследование керна*

Отбор керна производился в соответствии с геолого-техническими нарядами на скважины и корректировался в зависимости от особенностей строения вскрываемого разреза. Основное внимание при этом было обращено на достижение более полной освещённости керном продуктивной части разреза. Месторождение недостаточно полно охарактеризовано исследованиями керна для дальнейшего проектирования разработки.

При дальнейших исследованиях имеющегося керна необходимо провести измерение прочностных и деформационных характеристик пород (предел прочности при сжатии/растяжении, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, коэффициент сжимаемости порового пространства), определение пространственной анизотропии фильтрационных свойств в зависимости от напряжённого состояния пород на об-

разцах керна. На изучаемых образцах керна провести лабораторные определения фильтрационно-ёмкостных свойств, коэффициентов вытеснения нефти различными агентами, кривых относительных фазовых проницаемостей (не менее 3–4 моделей), коэффициентов сжимаемости, типа смачиваемости пород, эффективности капиллярной пропитки. Необходимо также проведение комплексных лабораторных исследований образцов пород для оценки и определения физических и фильтрационно-ёмкостных свойств коллекторов, в том числе удельного электрического сопротивления, скорости продольных волн,  $K_n$ ,  $K_{пр}$ ,  $K_{во}$ ,  $P_n$ ,  $P_n$ .

Также необходимо осуществить отбор керна на нейтральных основах для определения текущей нефтенасыщенности, в особенности в разгазированных и заводнённых интервалах. Отбор керна необходимо отбирать из новых эксплуатационных скважин или боковых стволов.

При исследованиях образцов керна необходимо уделить внимание установлению зависимости «кern – kern», «кern – ГИС» с возможным разделением на типы коллектора. Для получения чёткой зависимости «пористость – проницаемость» образцы керна необходимо разделить на несколько типов коллектора. На месторождениях вала Гамбурцева это сделать не представляется возможным, так как образцы содержат различные комбинации пор, каверн и трещин. Более целесообразно разделить образцы на группы в зависимости от количественных характеристик трещиноватости и кавернозности: количество трещин, их раскрытость, пористость трещин и каверн на имеющихся образцах керна и шлифах.

Для более надёжного определения связанной водонасыщенности рекомендуется проведение исследований методом ртутной капиллярметрии. Для получения зависимости коэффициента нефтенасыщенности от пористости и проницаемости исследуемые образцы необходимо разделить на группы в зависимости от количественных характеристик каверн и пор.

*Промысловые и гидродинамические исследования скважин*

Задачи, стоящие перед промысловыми и гидродинамическими исследованиями:

- уточнение типа коллектора и геолого-гидродинамической модели залежи, оценка степени участия матрицы в разработке;
- оценка гидродинамической связи по объекту и выявление непроницаемых границ;
- определение продуктивности скважин;
- оценка трещиноватости пласта;
- изучение характера фильтрации жидкости. Выявление и оценка свойств флюида;
- установление характера зависимости фильтрационных свойств от забойных давлений в добывающих и нагнетательных скважинах. Определение зависимости коэффициента продуктивности от депрессии на пласт при забойных давлениях ниже давления насыщения;
- определение забойного давления, ниже которого начинается снижение коэффициента продуктивности. Определение давления насыщения по данным исследований скважин;
- определение критического давления раскрытия трещин в нагнетательных скважинах;
- поинтервальное определение фильтрационных характеристик.

Для решения данных задач необходимо осуществление комплекса гидродинамических исследований пластов, включающих в себя:

- методы исследований на неустановившемся притоке;
- методы установившихся отборов;
- гидропрослушивания, индикаторные исследования;
- замеров давлений (пластовых, забойных и устьевых);
- замеров дебитов скважин;
- замеров промыслового газового фактора.

Рекомендуемый комплекс гидродинамических исследований по контролю за разработкой месторождения и периодичность их проведения представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Программа доработки и исследовательских работ Хасырейского месторождения

№№ п/п	Вид и цель работ	Объем работ	Исполнитель
1	Определение физико-гидродинамических характеристик коллекторов		
1.1	Исследование добывающих и нагнетательных скважин методом восстановления (падения) давления для определения фильтрационно-емкостных свойств пласта	весь фонд	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ОАО «Коминнефтегеофизика»
1.2	Специальные исследования кернa		
1.2.1	Измерение прочностных и деформационных характеристик пород (предел прочности при сжатии/растяжении, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, коэффициент сжимаемости порового пространства)	на керне из скважин №№ 5026, 5116, 5017 и 5532 (3 обработки на 1 скважину)	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
2.3.2	Лабораторные определения фильтрационно-емкостных свойств изучаемых образцов, коэффициентов вытеснения нефти различными агентами (на образцах с различной проницаемостью), кривых относительных фазовых проницаемостей (не менее 3-4 моделей), коэффициентов сжимаемости, типа смачиваемости пород, эффективности капиллярной пропитки	на керне из скважин №№ 5026, 5116, 5017 и 5532	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
2.4.	Проведение комплексных лабораторных исследований образцов пород для оценки и определения физических и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, в том числе удельного электрического сопротивления, скорости продольных волн, $K_{гн}, K_{гпр}, P_{гн}$	на керне из скважин №№ 5026, 5116, 5017 и 5532	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
2.5	Отбор кернa на нейтральных основах из БС для определения текущей нефтенасыщенности	на керне из скважин №№ 5211 и 5220, кернa из бокового ствола скважины № 5006	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»

Для проведения гидродинамических исследований скважин необходимо использовать современные электронные манометры, имеющие разрешающую способность не менее  $0,005 \text{ кг/см}^2$  и время регистрации давления до нескольких месяцев. Контроль за энергетическим состоянием залежей нефти и технологическим режимом эксплуатации скважин производится с ежеквартальным построением карт изобар с целью расчёта средневзвешенного текущего пластового давления в зоне отбора жидкости и на линии нагнетания.

Для контроля за энергетическим состоянием залежей необходимо проведение замеров в строгом соответствии с действующими руководящими документами и инструкциями. Замеры пластового давления осуществляются один раз в квартал, забойного давления – один раз в месяц, со стопроцентным охватом фонда скважин. Рекомендуется замеры давления на скважинах совмещать с плановыми ремонтами.

Список скважин, в которых необходимо проводить замеры давлений ежегодно уточняется и утверждается совместно с геологической службой «РН – Северная нефть» и научно-исследовательской организацией, осуществляющей надзор за разработкой месторождения. Для скважин, эксплуатируемых механизированным способом, рекомендуются два способа проведения исследований скважин на приток стандартными комплексами.

Первый способ – применение комплексного прибора типа «Фонтан» путём спуска его под насос с оставлением на кабеле в скважине для последующего цикла исследования в интервале перфорации.

Второй способ – отбивка уровней в затрубном пространстве механизированных скважин с помощью эхолотов, уровнемеров или геофизических приборов.

С учётом эксплуатации скважин в подгазовых зонах особое внимание следует уделить периодичности и качеству замеров промыслового газового фактора.

Результаты исследований должны своевременно передаваться в ООО «РН - УфаНИПИНефть», обеспечивающее научное сопровождение разработки.

#### *Геофизические исследования скважин*

Промыслово-геофизические исследования следует проводить в добывающих и нагнетательных скважин с целью:

- уточнение типа коллектора и геолого-гидродинамической модели залежи, оценка степени участия матрицы в разработке;
- оценка гидродинамической связи по объекту и выявление непроницаемых границ;
- определение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта и оценка их изменения по площади и во времени в процессе разработки;
- оценка трещиноватости пласта;
- определение размеров и структуры порового пространства блоков матрицы (FMI);
- изучение характера фильтрации жидкости. Выявление и оценка свойств флюида;
- установление характера зависимости фильтрационных свойств от забойных давлений в добывающих и нагнетательных скважинах. Определение зависимости коэффициента продуктивности от депрессии на пласт при забойных давлениях ниже давления насыщения;
- определение забойного давления, ниже которого начинается снижение коэффициента продуктивности. Определение давления насыщения по данным исследований скважин;
- определение критического давления раскрытия трещин в нагнетательных скважинах;
- определения профиля отдачи (приёмистости);
- выявления работающих и обводняемых интервалов;

- изучения технического состояния эксплуатационной колонны и затрубного пространства;
- оценки текущего характера насыщения разрабатываемых пластов;
- уточнения интервалов перфорации.

В настоящее время в ПАО НК «Роснефть» утверждены «Методические указания по промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям скважин и пластов при контроле разработки нефтегазовых месторождений компании», в которых описаны технологические схемы проведения ГИС и ГДИС (гидродинамические исследования скважин). В соответствии с требованиями комплексного контроля за разработкой нефтяных месторождений для применения на Хасырейском месторождении необходимо рекомендовать следующие промыслово-геофизические методы:

- гидродинамическая дебитометрия (расходомерия) и индикация притока жидкости в ствол скважины (СТД-2);
- термометрия (ТДА, ТЭГ-36, СТЛ-26 и др.);
- плотностнометрия, влагометрия, резистивиметрия;
- импульсный нейтрон-нейтронный метод (ИННК);
- радиоактивные методы (НКТ, ГК) совместно с магнитным локатором муфт;
- манометрия (Микон 107, ИМСП 11).

При эксплуатации добывающих скважин механизированным способом независимо от вида насоса промыслово-геофизические исследования проводятся после подъёма насоса.

Для определения источника обводнения скважин с высокой обводнённостью необходимо провести ПГИ.

Основной задачей, решаемой методами ГИС в нагнетательных скважинах, является количественное определение расхода нагнетательной воды в целом по скважине и по каждому интервалу перфорации. Основной комплекс ГИС нагнетательных скважин должен включать расходомерию, термометрию, локацию муфт, гамма-метод (нейтронный метод – ННКТ).

В качестве дополнительных методов ГИС, позволяющих уточнить интервалы поглощения нагнетаемой воды и определиться с затрубными перетоками воды в соседние неперфорированные проницаемые интервалы, может быть использована закачка меченой жидкости – селитры (аммиачной, натриевой или калийной, фосфата натрия и тиомочевины и др.). Для условий Хасырейского месторождения наиболее целесообразна закачка карбамида, роданистого аммония, флуоресцеина натрия. Интервалы поглощения воды в этом случае определяются по замерам нейтрон-нейтронным методом (ННКТ).

Ежегодный охват исследованиями нагнетательных скважин должен составлять 100 % действующего фонда. С учётом сложности геологического строения Хасырейского месторождения, повсеместным развитием заколонных перетоков, продвижения закачиваемой воды по трещинам, являющимся основными причинами обводнения продукции, рекомендуется:

- усилить требования к планированию и количеству проведения ПГИ;
- планировать исследование всех скважин на этапе освоения, до и после проведения ОПЗ, ГРП, РИР;
- планировать проведение исследований длительно простаивающих скважин в квазистационарном режиме.

По наблюдательным скважинам предусматриваются систематические определения пластового давления и температуры, периодический контроль степени выработки вышележащих пластов.

Поскольку в нефтяном и газовом коллекторе водородосодержание отличается, то по данным импульсного нейтронного метода (ИНМ) может быть выделено положение ГНК.

*Изучение физико-химических свойств нефти, газа и воды*

Для уточнения ФХС и компонентного состава нефти достаточно проведение отбора и исследований устьевых проб.



Месторождение характеризуется наличием газовых шапок, что в силу термодинамического равновесия обуславливает равенство значений пластового давления и давления насыщения на границе газонефтяного контакта.

Целевые горизонты: S<sub>2gr</sub>

Тип флюида: нефть

Условия пробоотбора: отбираются параллельно 3 пробы с необходимым контролем давления/температуры в точке отбора. Перед спуском пробоотборника необходимо провести ПГИ на определение профиля (интервала) притока.

Программа исследования:

- типовой комплекс PVT-исследований глубинных проб нефти и газа (однократное и дифференциальное разгазирование/конденсация) включает определение компонентного состава до C<sub>45+</sub>;

- специальный комплекс (изотермический) однократного и дифференциального разгазирования/конденсации;

- исследование сепарированных нефтей должно проводиться на разгазированных образцах глубинных проб;

- исследования на АСПО.

Супервайзинг: обязательно. Рассмотреть возможность сохранения части проб для проведения контрольного анализа.

Отбор и анализ проб попутно добываемой воды производится с целью определения химического состава пластовой воды для осуществления гидрохимического контроля за работой скважин, доли воды ППД в продукции и своевременном планировании потокоотклоняющих мероприятий. Отбор проб из попутно добываемой воды рекомендуется проводить один раз в квартал. Отбор и анализ с целью определения и контроля химического состава закачиваемой воды, а также корректной интерпретации электрических методов каротажа новых скважин рекомендуется проводить раз в квартал.

В таблице 10 приведены данные по изучению физико-химических свойств пластовых флюидов по программе доработки месторождения.

**Таблица 10** – Изучение физико-химических свойств пластовых флюидов

№№ п/п	Вид и цель работ	Объём работ	Исполнитель
1	Исследование поверхностных проб нефтей с целью изучения компонентного состава, в том числе по специальной программе изучения АСПО и состава парафинов	10 проб из разных скважин	ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» ГУП РК ТП НИЦ ООО «РН - УфаНИПИнефть»
2	Отбор и анализ пластовых нефтей по стандарту ОСТ 153-39.2-048-2003 (комплекс А и Б)	10 проб из разных скважин	ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» ГУП РК ТП НИЦ ООО «РН - УфаНИПИнефть»

В таблице 11 приведены данные по программе обоснования методов интенсификации работы скважин и добычи нефти.

**Таблица 11** – Обоснование методов интенсификации работы скважин и добычи нефти

№№ п/п	Вид и цель работ	Объём работ	Исполнитель
1	Опытно-промышленные испытания разработанных систем повышенной вязкости	2 скважино-операции	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «РН - УфаНИПИнефть»
2	Опробование различных технологий селективной изоляции водопритокв	1 скважина	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «РН - УфаНИПИнефть»

В таблице 12 приведены данные по работе совершенствования технологии добычи нефти и закачки воды по программе доразведки месторождения, а также работы по оптимизации систем сбора и подготовки нефти и поддержания пластового давления.

**Таблица 12** – Работа оптимизации системы сбора и подготовки скважинной продукции месторождения по программе доразведки

№№ п/п	Вид и цель работ	Объём работ	Исполнитель
Совершенствование технологии добычи нефти и закачки воды			
1	Анализ работы механизированного фонда скважин. Изучение особенностей использования различных типов насосов и рекомендации по их применению	весь механизированный фонд	ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
Оптимизация систем сбора и подготовки нефти и поддержания пластового давления			
2	Оценка скорости коррозии сборных и межпромысловых трубопроводов		ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
3	Проведение испытаний по применению реагентов комплексного воздействия – ингибиторов коррозии		ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»

В таблице 13 приведены данные по строительству скважин по программе доразведки месторождения.

**Таблица 13** – Программа строительства скважин

№№ п/п	Вид и цель работ	Объём работ	Исполнитель
1	Исследование на кернах степени воздействия на коллектор фильтратов различных по рецептуре буровых растворов и фильтрата цементного раствора	25–30 представительных образцов	ООО «НК «Роснефть» – НТЦ»
2	Испытание различных технологий вторичного вскрытия, различных перфорационных жидкостей и перфораторов	10 % фонда	ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» Уф ООО «РН – Бурение»
3	Проведение контроля совершенства вскрытия продуктивных пластов гидродинамическими и геофизическими методами	в каждой скважине	ООО «НК «Роснефть» – НТЦ» ОАО «Коминнефтегеофизика»

Как итог в таблице 14 приведены данные по контролю за разработкой месторождения по программе доразведки Хасырейского нефтегазового месторождения.

С точки зрения текущей геолого-геофизической изученности можно сделать следующий вывод: в результате проведённых работ изучено и уточнено структурно-тектоническое строение всех трёх месторождений по отложениям ордовикско-юрского возраста. Выполнены структурные построения по продуктивным пластам месторождений; проведён анализ кинематических и динамических характеристик сейсмической записи с целью выявления зон распространения пород с улучшенными коллекторскими свойствами и оптимизации заложения эксплуатационных скважин.

Таблица 14 – Контроль за разработкой месторождения по программе доразведки

№№ п/п	Вид и цель работ	Объём работ	Исполнитель
1	Исследование добывающих скважин на различных установившихся режимах, в том числе при забойных давлениях ниже давления насыщения, с целью определения коэффициентов продуктивности, их динамики, оптимизации режимов работы скважин	весь фонд	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «РН - Северная нефть»
2	Исследование нагнетательных скважин на различных режимах с целью определения коэффициентов приемистости, их динамики, оптимизации давления нагнетания	весь фонд	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «РН - Северная нефть»
3	Исследование добывающих и нагнетательных скважин методом восстановления (падения) давления для оценки состояния ПЗП, выбора скважин для ГТМ, оценки эффективности последних	весь фонд	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «РН - Северная нефть»
4	Мониторинг пластовых и забойных давлений	ежемесячно	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «РН - Северная нефть»
5	Уточнение расчётных методов определения забойных и пластовых давлений з скважинах, оборудованных ЭЦН, по динамическим и статическим уровням	10 % механизированного фонда	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ»
6	Проведение комплексных промыслово-геофизических исследований скважин для установления профилей притока и поглощения жидкости, мест поступления нефти и воды, оценки текущей и остаточной нефтенасыщенности пород, динамики ВНК, эффективности ГТМ	50 % действующего ежегодного фонда	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ОАО «Коминнефтегеофизика»
6.1	Определение профиля притока и характера отдаваемой жидкости, интервалов с разгазированием в добывающих скважинах	100 %	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ОАО «Коминнефтегеофизика»
6.2	Определение профиля приёмистости в нагнетательных скважинах	100 % 1 раз в год	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ОАО «Коминнефтегеофизика»
6.3	Определение мест негерметичности эксплуатационных колонн и заколонного простроства	100 % 1 раз в год	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ОАО «Коминнефтегеофизика»
6.4	Уточнение местоположения интервалов перфорации	при необходимости	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ОАО «Коминнефтегеофизика»
7	Определение текущего насыщения продуктивных пластов – локализация интервалов вторичной газонасыщенности	100 % весь фонд	ОАО «НК «Роснефть» ОАО «Коминнефтегеофизика»
8	Проведение исследований с индикаторами для оценки скорости и направления движения закачиваемой воды	по вновь бурящимся скважинам	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ОАО «Коминнефтегеофизика»
9	Оборудования механизированных скважин глубинными регистрирующими приборами для регулярного проведения исследований	разовые исследования по специальному плану	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «Тюменьнефтегеофизика»
10	Регулярные замеры и определения дебитов добывающих и нагнетательных скважин, обводненности продукции, устьевых и забойных давлений и температур, мониторинг газовых факторов	по мере перевода скважин на механизированный способ эксплуатации	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «РН - Северная нефть»
		по всем действующим скважинам	ООО «НК «Роснефть» - НТЦ» ООО «РН - Северная нефть»

## Литература

1. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
2. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
3. Ехлаков Ю.А., Горбачёв В.И., Карасёва Т.В. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Тимано-Печорской нефтегазональной провинции (по результатам исследования Тимано-Печорской глубокой опорной и Колвинской параметрической скважин). – Пермь : Издательство «Звезда», 2000. – 329 с.
4. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 с.
5. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
7. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
8. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
12. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
13. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
14. Амбарцумян Р.А., Саяхутдинов А.И. Роль промысловых исследований в процессе создания концептуальной модели карбонатного пласта на примере Хасырейского месторождения // Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий. – 2019. – № 7. – С. 141–142.
15. Аюпова Е.Н., Гарайшин А.И. Принципы последовательного структурного моделирования для определения кровли коллекторов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 1. – С. 57–59.
16. Беляева Г.Л., Карасёва Т.В., Кузнецова Е.А. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокопогруженных отложений Тимано-Печорской НГП // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 7. – С. 33–40.
17. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
18. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
19. Гайсин М.Р., Фоломеев А.Е., Макатров А.К. Определение смачиваемости керн месторождений Вала Гамбурцева различными методами // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 46–53.
20. Клейменов И.В. Геологическое обоснование перспектив применения термогазового воздействия на Хасырейском месторождении Вала Гамбурцева // Наука и техника в газовой промышленности. – 2015. – № 3 (63). – С. 12–16.
21. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Анализ технологии вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин Хасырейского месторождения // Материалы III Международной научно-практической конференции «Научный потенциал вуза – производству и образованию», посвящённой 75-летию Победы советского народа в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг. (4–5 декабря 2020 года, г. Армавир).
22. Радзиевский Г.А., Савенок О.В. Анализ результатов проведения очистки призабойной зоны солянокислотным раствором на добывающих скважинах Хасырейского месторождения // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 1. – С. 292–305.
23. 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.
24. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 03 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
  25. Тычинкина И.В. Опыт построения геолого-геофизической модели в районе вала Гамбурцева // Геофизика. – 2006. – № 5. – С. 87–92.
  26. Создание технологической модели трещиноватых карбонатных коллекторов на примере Хасырейского месторождения Вала Гамбурцева / Е.А. Шатунова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 46–48.
  27. Свалов А.М., Григулецкий В.Г. Патент РФ № 2579039. Способ разработки низкопроницаемых нефтегазовых пластов. Дата подачи заявки: 24.04.2015. Дата публикации патента: 27.03.2016. Патентообладатели: Свалов А.М., Григулецкий В.Г.

## References

1. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2016. – 576 p.
2. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
3. Ekhlakov Y.A., Gorbachev V.I., Karasyova T.V. Geological structure and oil and gas content of deep deposits of the Timan-Pechora oil and gas province (based on the results of research of the Timan-Pechora deep reference and Kolvinsky parametric wells). – Perm : Zvezda Publishing House, 2000. – 329 p.
4. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells in oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – Yug, 2016. – 274 p.
5. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of oil and gas fields development. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : SRHPU (NPI), 2015. – 322 p.
7. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
8. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results: a training manual. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
11. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
12. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
13. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: a training manual. – Ukhta : Publishing House of Ukhta State Technical University, 2021.
14. Hambartsumyan R.A., Sayakhutdinov A.I. The role of field studies in the process of creating a conceptual model of carbonate reservoir by the example of Khasyreyskoye field // Geology, geoecology and resource potential of the Urals and adjacent territories. – 2019. – № 7. – P. 141–142.
15. Ayupova E.N., Garayshin A.I. Principles of sequential structural modeling for determination of reservoir roofs // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 1. – P. 57–59.
16. Belyaeva G.L., Karasyova T.V., Kuznetsova E.A. Geological structure and oil and gas content of deeply buried sediments of the Timan-Pechora OGP // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. – 2012. – № 7. – P. 33–40.
17. Technologies and principles of the development of multi-horizon fields / D.A. Berezovsky [et al.] // Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy vestnik). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
18. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // Bulatov Readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
19. Gaisin M.R., Folomeev A.E., Makatrov A.K. Determination of wettability of the core of the Gamburtsev Shaft fields by different methods // Terriya Neftegaz. – 2011. – № 4. – P. 46–53.
20. Kleimenov I.V. Geological substantiation of the prospects for application of thermal gas impact in the Khasyreyskoye field of Val Gamburtsev // Science and Technology in the Gas Industry. – 2015. – № 3 (63). – P. 12–16.

21. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Analysis of technology of productive formation penetration and well development of Khasyreyskoye field // Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference «Scientific Potential of Higher Education – Production and Education», dedicated to the 75th anniversary of the Soviet people's victory in the Great Patriotic War of 1941–1945. (December 4–5, 2020, Armavir).
22. Radzievsky G.A., Savenok O.V. Analysis of the results of cleaning of bottomhole zone by hydrochloric acid solution in the producing wells of Khasyreyskoye field // Science. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiy Vestnik). – 2021. – № 1. – P. 292–305.
23. Savenok O.V., Demchenko A.V. Construction of digital models of the Georgievskoye field in order to analyze the current oil production and justification of measures to achieve the design oil recovery factor // Science. Engineering. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2019. – № 3. – P. 28–42.
24. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 03 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
25. Tychinkina I.V. Experience of building a geological and geophysical model in the area of the Gamburtsev shaft // Geophysics. – 2006. – № 5. – P. 87–92.
26. Creation of technological model of fractured carbonate reservoirs by the example of Khasyreyskoye Vala Gamburtsev field / E.A. Shatunova [et al.] // Oil economy. – 2007. – № 11. – P. 46–48.
27. Svalov A.M., Griguletsky V.G. Russian patent № 2579039. Method of development of low-permeability oil and gas reservoirs. Date of application: April 24, 2015. Date of publication of the patent: March 27, 2016. Patent holders: Svalov A.M., Griguletsky V.G.