

УДК 622.276(06); <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2024-4.05>

<https://orcid.org/0000-0003-1947-2449>

<https://orcid.org/0009-0004-9078-8395>

<https://orcid.org/0000-0003-3566-4563>

<https://orcid.org/0000-0001-7331-1633>

## СТРАТЕГИЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА Ю-ХІV ГОРИЗОНТЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ В МАНГЫСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ



**А.Т. БАКЕШЕВА,**  
PhD, ассоциированный  
профессор кафедры  
«Нефтяная инженерия»,  
[a.bakesheva@satbayev.university](mailto:a.bakesheva@satbayev.university)



**А.К. ОТЕБАЙ,**  
магистрант 2 курса кафедры  
«Нефтяная инженерия»,  
[a.otebay@kmge.kz](mailto:a.otebay@kmge.kz)



**Р.С. АКПАНБАЕВ,**  
PhD,  
[r.akpanbayev@satbayev.university](mailto:r.akpanbayev@satbayev.university)



**Г.Ж. МОЛДАБАЕВА,**  
доктор технических наук,  
профессор кафедры  
«Нефтяная инженерия»,  
[g.moldabayeva@satbayev.university](mailto:g.moldabayeva@satbayev.university)

НАО КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И. САТПАЕВА,  
Республика Казахстан, г. Алматы, 050013, ул. Сатпаева, 22а

*В статье проведен анализ современных проблем разработки остаточных запасов нефти в зрелых месторождениях с низкими коллекторскими свойствами. Исследуемое месторождение характеризуется множеством продуктивных пластов, тектоническими нарушениями и разнообразием литологических характеристик в интервалах юрской продуктивной толщи. Особенности месторождения являются структурная сложность, неоднородность продуктивных пластов, различная степень выработки запасов и разнообразие остаточных балансовых запасов.*

*Цель работы заключалась в выделении участков с низкими коллекторскими свойствами и оценке возможностей оптимизации их эксплуатации для повышения эффективности добычи нефти. Для анализа текущих и прогнозных коэффициентов извлечения нефти (КИН) был разработан расчетный инструмент, использующий методы оценки характеристик вытеснения, включая методы Сазонова, Камбарова, Пирвердяна, Сипачева, Назарова, Абызбаева и Гайсина. Эти методы учитывают различные зависимости параметров разработки, что позволяет более точно прогнозировать коэффициенты извлечения нефти на изученных участках.*

*Работа также включает ранжирование участков по остаточным вовлекаемым запасам, показателям выработки и прогнозируемому росту КИН. Выделены перспективные участки для построения секторных геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ), что позволяет более детально оценить возможности повышения эффективности разработки. Построены и адаптированы ГГДМ для двух выбранных участков с низкими коллекторскими свойствами, учитывающие параметры скважин, историю разработки, и фильтрационные характеристики коллектора*

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** коэффициент извлечения нефти, остаточные запасы, коллекторские свойства, гидродинамическое моделирование, методы вытеснения.

## МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ КЕН ОРНЫНЫҢ Ю-ХІV КӨКЖИЕГІНДЕГІ ӨТКІЗГІШТІГІ ТӨМЕН КОЛЛЕКТОРЛАРДЫҢ ӨНІМДІЛІГІН АРТТЫРУ СТРАТЕГИЯСЫ

**А.Т. БАКЕШЕВА**, PhD, "Мұнай инженериясы" кафедрасының қауымдастырылған профессоры, [a.bakesheva@satbayev.university](mailto:a.bakesheva@satbayev.university)

**А.Қ. ӨТЕБАЙ**, "Мұнай инженериясы" кафедрасының 2 курс магистранты, [a.otebay@kmge.kz](mailto:a.otebay@kmge.kz)

**Р.С. АҚПАҢБАЕВ**, PhD, «Гидрогеология, инженерлік және мұнай-газ геологиясы» кафедрасы [r.akpanbayev@satbayev.university](mailto:r.akpanbayev@satbayev.university)

**Г.Ж. МОЛДАБАЕВА**, "Мұнай инженериясы" кафедрасының техникалық ғылымдар докторы, профессоры, [g.moldabayeva@satbayev.university](mailto:g.moldabayeva@satbayev.university)

Қ.И. СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ҒЫЛЫМИ-ЗЕРТТЕУ  
ТЕХНИКАЛЫҚ УНИВЕРСИТЕТІ,

Қазақстан Республикасы, 050013, Алматы қ., Сәтбаев к-сі, 22а

*Бұл мақалада коллекторлық қасиеттері төмен жетілген кен орындарында мұнайдың қалдық қорларын игерудің қазіргі заманғы проблемаларына талдау жүргізілді. Зерттелетін кен орны көптеген өнімді қабаттармен, тектоникалық бұзылулармен және юра өнімді қабатының аралығындағы литологиялық сипаттамалардың әртүрлілігімен сипатталады. Кен орнының ерекшеліктері құрылымдық күрделілік, өнімді қабаттардың біртектілігі, қорларды өндірудің әртүрлі дәрежесі және баланстық қалдық қорлардың әртүрлілігі болып табылады.*

Жұмыстың мақсаты – коллекторлық қасиеттері төмен учаскелерді бөлу және мұнай өндірудің тиімділігін арттыру үшін оларды пайдалануды оңтайландыру мүмкіндіктерін бағалау болды. Мұнай алудың ағымдағы және болжамды коэффициенттерін талдау үшін Сазонов, Қамбаров, Пирвердян, Сипачев, Назаров, Абызбаев және Гайсин әдістерін қоса алғанда, ығыстыру сипаттамаларын бағалау әдістерін пайдаланатын есептеу құралы әзірленді. Бұл әдістер игеру параметрлерінің әртүрлі тәуелділігін ескереді, бұл зерттелген учаскелерде мұнай алу коэффициенттерін неғұрлым дәл болжауға мүмкіндік береді.

Жұмыс қалдық тартылатын қорлар, өндіру көрсеткіштері және ЖСН болжамды өсуі бойынша учаскелерді саралауды да қамтиды. Секторлық геологиялық-гидродинамикалық модельдерді (ГЖТҚ) құру үшін перспективалы учаскелер бөлінген, бұл игеру тиімділігін арттыру мүмкіндіктерін неғұрлым ескей-теейлі бағалауға мүмкіндік береді. Ұңғымалардың параметрлерін, игеру тарихын және коллектордың сүзгілік сипаттамаларын ескеретін коллекторлық қасиеттері төмен екі таңдалған учаскелер үшін ГТЖМ салынды және бейімделді.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** мұнайды алу коэффициенті, қалдық қорлар, коллекторлық қасиеттер, гидродинамикалық модельдеу, ығыстыру әдістері.

## STRATEGY FOR INCREASING THE PRODUCTIVITY OF LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS AT THE U-XIV HORIZON OF THE FIELD IN THE MANGYSTAU REGION

**A.T. BAKESHEVA, PhD**, associated professor, department of «Petroleum Engineering», [a.bakesheva@satbayev.university](mailto:a.bakesheva@satbayev.university)

**A.K. OTEBAY**, 2nd year Master's of the department of «Petroleum Engineering», [a.otebay@kmge.kz](mailto:a.otebay@kmge.kz)

**R.S. AKPANBAYEV**, PhD, department of "Hydrogeology, Engineering and Oil and Gas Geology" [r.akpanbayev@satbayev.university](mailto:r.akpanbayev@satbayev.university)

**G.ZH. MOLDA BAYEVA**, doctor of technical sciences, professor, department of «Petroleum Engineering», [g.moldabayeva@satbayev.university](mailto:g.moldabayeva@satbayev.university)

KAZAKH NATIONAL TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER K.I. SATBAEV  
Republic of Kazakhstan, Almaty, 050013, 22a Satpayev str.

*This article discusses the actual problems of developing residual reserves in mature fields with low reservoir properties. The article analyzes modern problems of development of residual oil reserves in mature fields with low reservoir properties. The field under study is characterized by multiple productive formations, tectonic disturbances and a variety of lithological characteristics in the intervals of the Jurassic productive strata. The field is characterized by structural complexity, heterogeneity of productive strata, various degrees of reserves development and a variety of residual balance reserves.*

*The purpose of the work was to identify areas with low reservoir properties and assess the possibilities of optimizing their exploitation to improve the efficiency of oil production. To analyze current and predicted oil recovery factors (ORF), a calculation tool was developed using methods for evaluating displacement characteristics, including the Sazonov, Kambarov, Pirverdyan, Sipachev, Nazarov, Abyzbayev and Gaisin methods. These methods take into account various dependencies of the development parameters, which allows for more accurate prediction of oil recovery factors in the studied areas.*

*The work also includes ranking of areas by residual recoverable reserves, production rates and projected growth of the oil recovery factor. Promising areas were identified for the construction of sector geological and hydrodynamic models (GHDMs), which allows for a more detailed assessment of opportunities to improve development efficiency. GHDMs were built and adapted for two selected areas with low reservoir properties, taking into account well parameters, development history, and reservoir filtration characteristics*

**KEY WORDS:** oil recovery factor, residual reserves, reservoir properties, hydrodynamic modeling, displacement methods.

**В**ведение. Месторождение представлено многопластовыми объектами разработки, отличающимися по толщине, простираению и фильтрационным характеристикам. Совместная эксплуатация всех пластов, вскрытых одной скважиной, снижает эффективность их разработки, особенно тех, по которым не организована отдельная система заводнения. В совокупности это приводит к неравномерной выработке запасов, преждевременному прорыву воды по высокопродуктивным пластам и невовлеченности менее проницаемых коллекторов.

В рамках данной работы выделены участки с низкими коллекторскими свойствами и оценена возможность оптимизации работы данных участков для увеличения текущей выработки запасов.

Для расчетов текущих и прогнозных параметров разработки (КИН, выработка запасов) Ю-ХIV горизонт был поделен на 63 участка с учетом условий осадконакопления, структуры коллектора и блочной системы разработки месторождения (таблица 1, рисунок 1).

**Материалы и методы исследований.** В зависимости от расчетных показателей и объема остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти по участкам ранжировали участки на 4 категории:

1. С высокой выработкой, но с наибольшим объемом ОИЗ.
2. С высокой выработкой и низким значением ОИЗ.
3. С низкой выработкой и с высоким значением ОИЗ.
4. С низкой выработкой, но с наименьшим значением ОИЗ.

**Таблица 1 – Ранжирование участков по остаточным вовлекаемым запасам, показателям выработки запасов и прогнозному увеличению КИН**

№	Участок	НГЗ, тыс. т	Текущ. КИН	Накопл. добыча нефти, тыс. т	Прогноз КИН	Расчетный прогноз роста КИН	Выработка	Прогноз. вовлекаемые запасы, тыс. т	Остаточ. вовлекаемые запасы, тыс. т	Ранги			Итоговый ранг участка
										Прогноз рост КИН	Выработка	Ост. вовлекаемые запасы	
1	29	10272,7	36%	3683,9	41%	5%	87%	4241,7	557,8	10	10	1	7
2	49	8288,7	53%	4392,5	60%	7%	89%	4940,5	548,0	8	20	2	10
3	5	7018,5	58%	4041,2	65%	8%	88%	4579,2	538,0	4	17	3	8
4	38	5743,6	39%	2237,9	48%	9%	81%	2760,8	522,9	2	5	4	4
5	41	12258,7	28%	3379,9	31%	4%	88%	3843,8	463,9	17	13	5	12
6	25	12481,9	27%	3396,5	31%	3%	89%	3832,8	436,3	23	19	6	16
7	36	10784,5	33%	3506,1	36%	4%	90%	3902,2	396,1	19	22	7	16
8	15	10524,7	27%	2872,9	31%	4%	88%	3267,6	394,7	18	12	8	13
9	54	3713,2	38%	1403,4	48%	10%	79%	1780,4	377,0	1	4	9	5
10	50	5102,2	25%	1272,4	32%	7%	78%	1632,8	360,3	6	3	10	6
11	2	6110,0	35%	2159,6	41%	6%	86%	2515,3	355,6	9	6	11	9
12	32	10550,6	34%	3568,4	37%	3%	91%	3922,9	354,4	24	25	12	20
13	11	8572,3	26%	2219,0	30%	4%	87%	2559,1	340,1	16	8	13	12
14	57	10902,4	49%	5314,3	52%	3%	94%	5646,4	332,1	26	38	14	26
15	46	9478,7	25%	2328,2	28%	3%	89%	2613,9	285,7	27	21	15	21
16	17	7725,3	27%	2055,7	30%	4%	88%	2332,3	276,5	22	16	16	18
17	22	6286,4	42%	2668,8	47%	4%	91%	2940,4	271,5	15	23	17	18
18	23	13414,7	30%	4000,9	32%	2%	94%	4255,6	254,7	39	36	18	31
19	39	4502,0	41%	1840,7	46%	5%	88%	2081,1	240,3	11	18	19	16
20	51	3382,0	46%	1570,0	53%	7%	87%	1809,4	239,4	5	9	20	11
21	48	8308,1	43%	3568,6	46%	3%	94%	3801,7	233,1	29	35	21	28
22	34	3395,2	20%	674,2	27%	7%	75%	900,3	226,1	7	1	22	10
23	28	11812,2	27%	3197,6	29%	2%	94%	3413,1	215,5	40	32	23	32
24	45	8552,1	29%	2497,5	32%	2%	92%	2705,9	208,4	34	29	24	29
25	33	8024,1	35%	2793,6	37%	3%	93%	2998,6	205,0	31	31	25	29
26	16	9948,5	29%	2906,8	31%	2%	94%	3102,5	195,7	38	33	26	32
27	24	15929,8	27%	4375,1	29%	1%	96%	4564,1	189,0	56	52	27	45
28	31	11614,6	30%	3453,0	31%	2%	95%	3637,1	184,1	46	45	28	40
29	8	2230,4	28%	621,7	36%	8%	77%	804,6	182,9	3	2	29	11
30	9	6861,7	29%	2023,9	32%	3%	92%	2198,8	174,9	32	28	30	30
31	40	10394,1	39%	4042,1	41%	2%	96%	4215,1	173,1	43	53	31	42
32	60	4784,5	40%	1896,5	43%	4%	92%	2069,2	172,8	20	27	32	26
33	27	9867,7	35%	3413,0	36%	2%	96%	3573,4	160,4	45	49	33	42
34	61	5308,6	49%	2582,1	52%	3%	94%	2738,3	156,1	28	41	34	34

Таблица 1 – Ранжирование участков по остаточным вовлекаемым запасам, показателям выработки запасов и прогнозного увеличения КИН

№	Участок	НГЗ, тыс. т	Текущ. КИН	Накопл. добыча нефти, тыс.т	Прогноз КИН	Расчетный прогноз роста КИН	Выработка	Прогноз. вовлекаемые запасы, тыс.т	Остаточ. вовлекаемые запасы, тыс. т	Ранги			Итоговый ранг участка
										Прогноз рост КИН	Выработка	Ост. вовлекаемые запасы	
35	56	4317,8	36%	1547,2	39%	4%	91%	1702,1	154,9	21	24	35	27
36	3	3534,2	32%	1126,8	36%	4%	88%	1281,0	154,3	13	14	36	21
37	20	7545,1	36%	2687,5	38%	2%	95%	2841,1	153,6	37	43	37	39
38	37	12324,2	27%	3304,5	28%	1%	96%	3453,9	149,3	55	50	38	48
39	26	4754,5	21%	989,1	24%	3%	87%	1135,7	146,6	25	11	39	25
40	47	3378,8	26%	888,4	31%	4%	86%	1034,4	146,0	14	7	40	20
41	44	8312,5	33%	2733,0	35%	2%	95%	2878,1	145,1	42	46	41	43
42	42	5710,8	26%	1499,4	29%	3%	91%	1644,4	145,0	33	26	42	34
43	4	6487,2	33%	2143,2	35%	2%	94%	2286,7	143,5	35	34	43	37
44	21	9511,2	28%	2694,0	30%	1%	95%	2826,7	132,7	51	47	44	47
45	53	5995,4	36%	2183,8	39%	2%	95%	2309,5	125,7	36	42	45	41
46	19	11433,6	20%	2257,5	21%	1%	96%	2355,1	97,6	58	51	46	52
47	14	6745,4	44%	2961,7	45%	1%	97%	3054,3	92,6	52	57	47	52
48	10	6415,4	35%	2268,6	37%	1%	96%	2360,0	91,4	49	56	48	51
49	55	4647,2	26%	1207,1	28%	2%	94%	1280,5	73,4	47	40	49	45
50	13	4400,5	31%	1368,1	33%	2%	95%	1441,1	73,0	44	44	50	46
51	18	4946,1	27%	1345,5	29%	1%	95%	1410,5	65,1	54	48	51	51
52	12	4444,7	19%	834,2	20%	1%	93%	896,7	62,5	50	30	52	44
53	58	1243,7	36%	453,4	41%	5%	88%	514,7	61,4	12	15	53	27
54	59	2139,7	45%	968,2	48%	3%	94%	1027,6	59,4	30	39	54	41
55	52	3768,0	57%	2131,3	58%	2%	97%	2188,1	56,8	48	58	55	54
56	6	3200,7	33%	1051,1	34%	1%	96%	1094,6	43,6	53	55	56	55
57	1	3800,8	35%	1322,6	36%	1%	98%	1349,4	26,9	59	59	57	58
58	63	1299,8	28%	365,2	30%	2%	94%	388,2	23,1	41	37	58	45
59	35	2477,8	20%	501,2	21%	1%	96%	522,6	21,4	57	54	59	57
60	43	566,3	33%	187,4	33%	0%	100%	187,4	0,0000	60	60	60	60
61	30	847,7	14%	119,2	14%	0%	100%	119,2	0,0000	60	60	60	60
62	7	607,6	2%	13,1	2%	0%	100%	13,1	0,0000	60	60	60	60
63	62	506,7	3%	12,7	3%	0%	100%	12,7	0,0000	60	60	60	60

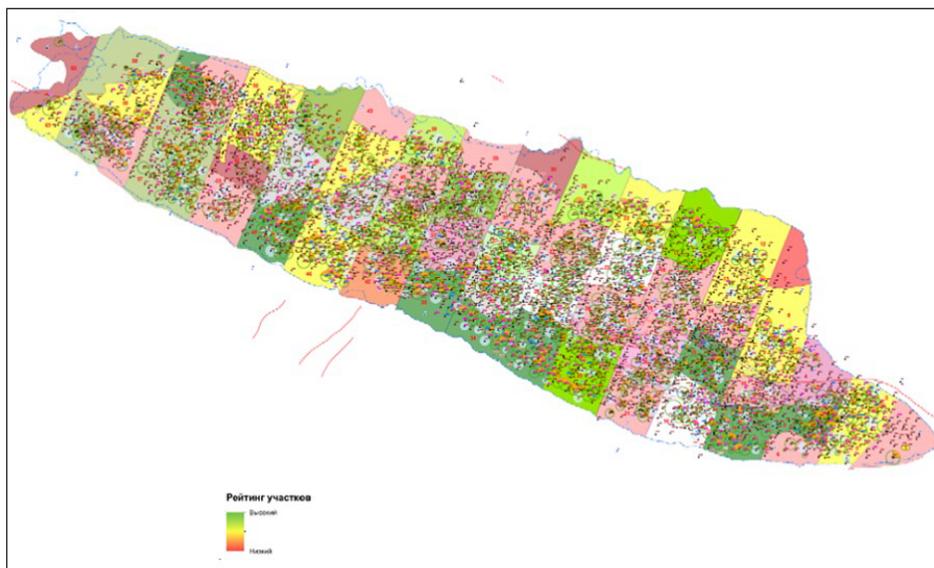


Рисунок 1 – Карта ранжирования участков Ю-XIV горизонта

**Результаты и обсуждение.** По результатам ранжирования были выбраны 8 перспективных участков (29, 49, 5, 38, 41, 25, 36, 15) с относительно низкой выработкой и высокими ОИЗ. Для построения и адаптации секторной геолого-гидродинамической модели [4], по результатам проведенных расчетов выработки запасов и последующего ранжирования были выбраны 2 участка (№ 38 и 15) – низкопроницаемых участка Ю-XIV (таблица 2).

Таблица 2 – Выбранные участки для построения секторной ГДМ на Ю-XIV горизонте

№	Тип	НГЗ, тыс.т	Накопл добыча, тыс.т	Текущ. КИН	Прогноз КИН	Прогноз вовлек. запасы, тыс.т	Остаточн. вовлек. запасы, тыс.т	Выработка	Прогноз рост КИН	Ранги			Итоговый ранг участка
										Остаточн. вовлек. запасы	Выработка	Прогноз рост КИН	
38	пойма	5743,6	2237,9	39%	48%	2760,8	522,9	81%	9%	4	5	2	4
15	пойма	10524,7	2872,9	27%	31%	3267,6	394,7	88%	4%	8	12	18	13

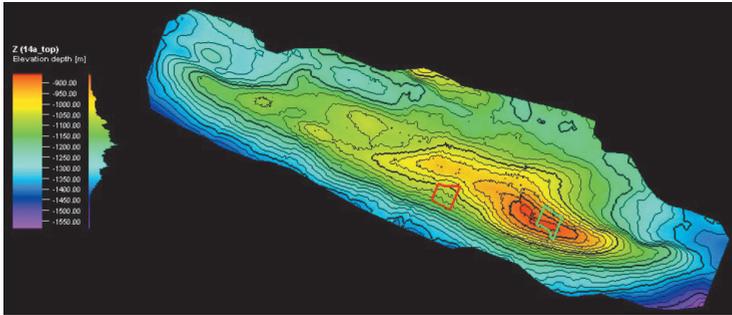


Рисунок 2 – Расположение участков на Ю-XIV горизонте

### Участок №38

Участок 38 расположен на южном крыле месторождения.

Размеры секторной модели составляют 55 x 48 x 181 ячеек, общее количество ячеек 477840.

ГДМ участка №38 представляет из себя трехмерную модель черной нефти (Black oil model), с общим фондом 56 скважин, из них 40 добывающих и 16 нагнетательных. Начало эксплуатации участка – 1969 г.

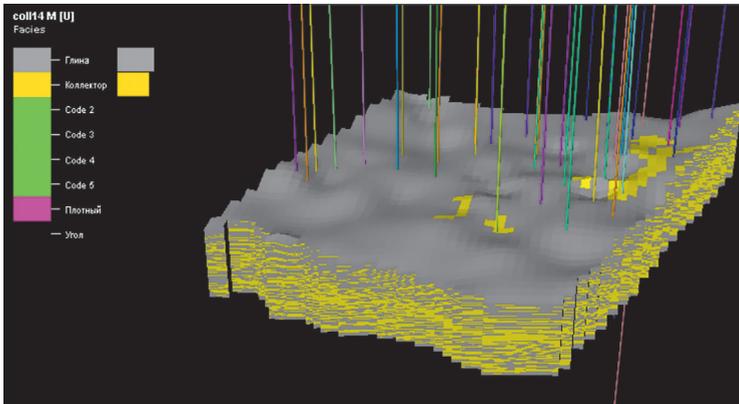


Рисунок 3 – Участок №38 для ГДМ на XIV горизонте

### Участок №15

Участок 15 расположен на восточной части месторождения.

Размеры секторной модели составляют 50x62x19, общее количество ячеек 58900. ГДМ участка №15 представляет из себя трехмерную модель черной нефти (Black oil model), с общим фондом 131 скважин, из них 91 добывающих и 40 нагнетательных. Начало эксплуатации участка – 1965 г.

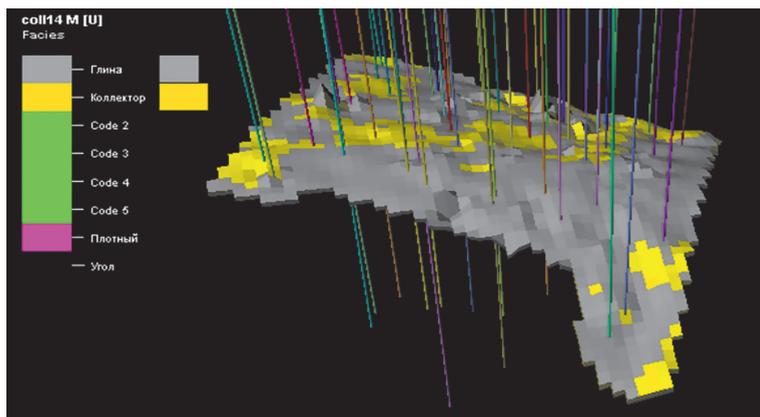


Рисунок 4 – Участок №15 для ГГДМ на XIV горизонте

Под цифровой гидродинамической моделью понимают совокупность представления объекта в виде трехмерной сетки ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает фильтрационные параметры – относительные фазовые проницаемости, капиллярные давления, данные PVT.

Для построения гидродинамической модели были использованы следующие типы исходных данных:

- Данные об истории разработки месторождения (показатели разработки месторождения: дебиты нефти, воды и газа каждой скважины, забойные давления);
- Информация о параметрах скважин (интервалы перфорации, радиус ствола, режимы работы, сведения о ГРП, коэффициент эксплуатации);
- Данные о первоначальном насыщении коллекторов фазами, начальном пластовом давлении и давлении насыщения продуктивных пластов;
- PVT-свойства флюидов;
- Исследования и определения относительных фазовых проницаемостей и их зависимостей.

Для расчёта куба значений проницаемости в модели применена зависимость от пористости  $K_{прон} = 0,0044e39,64K_{пор}$ .

С целью оценки характеристик насыщения коллекторов сектора месторождения, ранее был проведён анализ исследований кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Капиллярометрия изучена на основе результатов исследований 82 образцов керна, далее в ГДМ использовалась средняя от нормализованных капиллярных кривых.

В ГДМ были выделены два региона насыщенности по проницаемости. Для гидродинамических расчётов сформированы кривые ОФП на основе ранее проведенного анализа, далее для воспроизведения истории разработки в процессе адаптации кривые будут изменены [7]. Используемые в симуляционных моделях ОФП представлены на (рисунок 5).

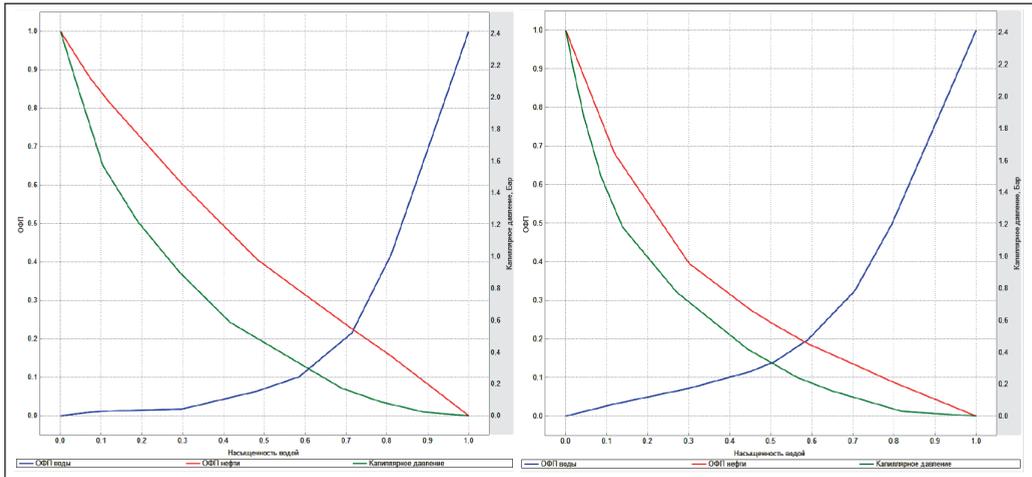


Рисунок 5 – Кривые ОПФ для регионов насыщенности, 0-100мД; 100-1000мД; более 1000мД

**Заключение и выводы.** В создании собственной гидродинамической модели стала подготовка и загрузка в модель новых данных, включающих в себя инклинометрию, исторические данные по добыче и закачки сырого газа (vol-файл), внесение новых данных по перфорации, формирование стратегии разработки.

Массив данных по скважинам, который содержит – интервалы перфорации, радиус скважины, пластовое и забойное давления, данные о дебитах фаз, коэффициенты продуктивности (приемистости) скважин, сведения об ОПЗ, РИР, ГРП.

Для проведения исторической адаптации использовался подготовленный vol-файл и данные по замеренному забойному давлению. Основными критериями при проведении исторической адаптации стали добыча нефти, жидкости и забойное давление в добывающих скважинах.

Для построения гидродинамической модели были использованы следующие типы исходных данных:

- Данные об истории разработки месторождения (показатели разработки месторождения: дебиты нефти, воды и газа каждой скважины, забойные давления);
- Информация о параметрах скважин (интервалы перфорации, радиус ствола, режимы работы, сведения о ГРП, коэффициент эксплуатации);
- Данные о первоначальном насыщении коллекторов фазами, начальном пластовом давлении и давлении насыщения продуктивных пластов;
- PVT-свойства флюидов;
- Исследования и определения относительных фазовых проницаемостей и их зависимостей.

Основные данные стратегии разработки создавались в секции «development strategy» Petrel, включая только ввод скважин и их ограничения. Остальные ограничения и логику управления добычей задавались вручную с помощью дополнительных входных файлов формата \*.inc.

После выгрузки данных из ПО Petrel и пробного расчета исторической части, в модели обнаружены скважины, требующие адаптации. В ходе актуализации (адап-

тации) истории разработки отмечены проблемы, связанные с отсутствием или недостатком эффективной части продуктивного коллектора по целому ряду скважин участка. Это в значительной степени негативно влияло на воспроизведение истории разработки.

Многие скважины не добывали фактический объем нефти. Забойное давление по скважинам доходит до минимального значения, заданного в гидродинамической модели как ограничение. Очевидно, что скважина в модели обладает низким индексом продуктивности.

Этап адаптации модели характеризуется процессами [9], призванными минимизировать отклонения ключевых исторических показателей разработки месторождения от соответствующих показателей, рассчитанных моделью. Адаптация модели достигалась контролем по сходимости добычи нефти, жидкости и забойных давлений. Достижение исторических забойных давлений приводит к сходимости пластового давления в целом по месторождению.

В большинстве случаев причинами недостижения уровней добычи нефти являются низкие значения проницаемости пласта. Увеличение продуктивности скважины проводится за счет использования множителей коэффициента продуктивности, либо локального увеличения значения проницаемости в районе расположения добывающей скважины. После вышеуказанных операций в добывающих скважинах возможно добиться хорошего качества сходимости гидродинамической модели на исторические данные.

Следующий этап – достижение исторических показателей по забойному давлению. Процесс адаптации добычи нефти привел к тому, что забойные давления выросли и по некоторым скважинам были близки к своим историческим показателям. Ряд других скважин требовали корректировки параметров для достижения сходимостей. Возникает необходимость модификации такого параметра или параметров модели, которые не влияли бы на всю модель полностью, а только влияли бы на связь отдельных скважин с пластом. Одним из таких параметров модели является добавление PI-multiplier на скважину, этот фактор варьируется от скважины к скважине и имеет прямое влияние на продуктивность. Значения PI-multiplier высчитывались индивидуально по каждой скважине при действующих депрессии и дебитах.

Главным условием хорошей адаптации гидродинамической модели на историю разработки является сопоставление расчетных и фактических параметров дебита нефти [10], жидкости, забойного давления, накопленной добычи нефти и жидкости. Без выполнения этого условия невозможно воспроизведение технологических показателей разработки по каждой скважине на прогноз. 

## ЛИТЕРАТУРА

- 1 Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Рациональная разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2005. – 607 с. [Lysenko V.D., Grajfer V.I. Racional'naya razrabotka neftyanyh mestorozhdenij. – М.: Nedra-Biznescentr, 2005. – 607 s.]
- 2 Сипачёв Н.В., Посевич А.Г. Оценка извлекаемых запасов нефти по зависимости жидкостно-нефтяного фактора от суммарного отбора жидкости с учётом рентабельного предела обводнённости // Изв. вузов. Сер. Нефть и газ. – 1986. – № 12. – С.

- 42–43. [Sipachev N.V., Posevich A.G. Otsenka izvlekaemykh zapasov nefiti po zavisimosti zhidkostno-nefityanogo faktora ot summarnogo otbora zhidkosti s uchetom rentabel'nogo predela obvodnennosti // *Izv. vuzov. Ser. Neft' i gaz.* – 1986. – № 12. – S. 42–43.]
- 3 Казаков А.А. Методы характеристик вытеснения нефти водой. – М.: Недра, 2020. – 276 с. [Kazakov A.A. *Metody kharakteristik vytesneniya nefiti vodoi* // – М.: Nedra, 2020. – 276 s.]
- 4 Иванов А.Б. Применение секторного моделирования в геологическом и гидродинамическом анализе месторождений. – М.: Нефтегазовая промышленность, 2020. – 180 с. [Ivanov A.B. *Primenenie sektornogo modelirovaniya v geologicheskom i gidrodinamicheskom analize mestorozhdenij.* – М.: Neftegazovaya promyshlennost', 2020. – 180 s.]
- 5 Петров В.Г. Методы определения коэффициента извлечения нефти и газа на месторождениях. – М.: Нефть и газ, 2018. – С. 252. [Petrov V.G. *Metody opredeleniya koefitsienta izvlecheniya nefiti i gaza na mestorozhdeniyah.* – М.: Neft' i gaz, 2018. – S. 252.]
- 6 Сидоров П.Н., Кузнецов А.И. Современные тенденции в разработке нефтяных месторождений // Нефтегазовая геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2019. – Т. 4, № 25. – С. 67–78. [Sidorov P.N., Kuznecov A.I. *Sovremennye tendencii v razrabotke neftyanyh mestorozhdenij* // *Neftegazovaya geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh mestorozhdenij.* – 2019. – T. 4, № 25. – S. 67–78.]
- 7 Чернов Д.А. Моделирование гидродинамических процессов на месторождениях. – М.: Геология и нефтегазовое дело, 2017. – 286 с. [Chernov D.A. *Modelirovanie gidrodinamicheskikh processov na mestorozhdeniyah.* – М.: Geologiya i neftgazovoe delo, 2017. – 286 s.]
- 8 Федоров Е.В. Современные методы и технологии в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 2016. – 158 с. [Fedorov E.V. *Sovremennye metody i tekhnologii v neftyanoj promyshlennosti.* – М.: Nedra, 2016. – 158 s.]
- 9 Smith J.R. *Reservoir Engineering: Concepts and Models* // Gulf Professional Publishing. – 2019.
- 10 Thompson A.G. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties* // Wiley. – 2018.
- 11 Brown R.F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering* // Elsevier. – 2017.
- 12 Ahmed T. *Advanced Reservoir Engineering* // Gulf Professional Publishing. – 2016.
- 13 Craft B.C., Hawkins M.F. *Applied Petroleum Reservoir Engineering* // Prentice Hall. – 2015.