

УДК 622.276

АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ЮЖНО-МАЙСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



ANALYSIS OF THE RECOVERY OF OIL RESERVES FROM THE PRODUCTIVE RESERVOIRS OF THE YUZHNO-MAYSKOYE OIL FIELD

Шишкина Татьяна Александровна

студентка направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело» (магистерская программа
«Эксплуатация скважин в осложнённых условиях»),
Санкт-Петербургский горный университет
tania.shishkina.00@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. В статье представлен анализ текущего состояния разработки Южно-Майского нефтяного месторождения и подробно описан анализ энергетического состояния разработки (краткая характеристика истории организации заводнения по объектам, текущая и накопленная компенсация отборов жидкости закачкой по пластам, блокам и отдельным участкам, характеристика энергетического состояния залежей, информация о количестве и датах замеров пластового давления и т.д.). Выполнен анализ выработки запасов нефти из продуктивных пластов. Информацией для проведения анализа выработки запасов послужили результаты промыслово-геофизических исследований, результаты исследования выработки запасов методом характеристик вытеснения, а также трассерные исследования. Приведены оценки коэффициента работающих толщин по разрезу совместно и раздельно вскрытых пластов в добывающих и нагнетательных скважинах; характеристики достигнутых величин КИН, коэффициентов охвата воздействием, темпов отбора начальных и текущих извлекаемых запасов.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; геолого-промысловое обоснование вариантов разработки; характеристика состояния разработки месторождения; анализ энергетического состояния залежей; анализ выработки запасов по данным промыслово-геофизических исследований скважин; анализ выработки методом характеристик вытеснения; трассерные исследования.

Shishkina Tatyana Alexandrovna

Student Training Direction
21.04.01 «Oil and Gas Business»
(Master's Program «Operation of Wells
in Complicated Conditions»),
Saint Petersburg Mining University
tania.shishkina.00@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

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

Annotation. The article presents an analysis of the current state of development of the Yuzhno-Mayskoye oil field and describes in detail the analysis of the energy state of the development (a brief description of the history of the organization of waterflooding by objects, the current and number and dates of formation pressure measurements, etc.). An analysis of the recovery of oil reserves from productive formations has been carried out. The information for the analysis of reserves depletion was the results of field geophysical surveys, the results of a study of reserves depletion by the method of displacement characteristics, as well as tracer studies. Estimates of the coefficient of working thicknesses along the section of jointly and separately penetrated reservoirs in production and injection wells are given; characteristics of achieved recovery factor values, impact coverage factors, recovery rates of initial and current recoverable reserves.

Keywords: geological and physical characteristics of the deposit; geological and commercial substantiation of development options; description of the state of field development; analysis of the energy state of deposits; analysis of reserves depletion according to the data of field geophysical surveys of wells; analysis of production by the method of displacement characteristics; tracer studies.

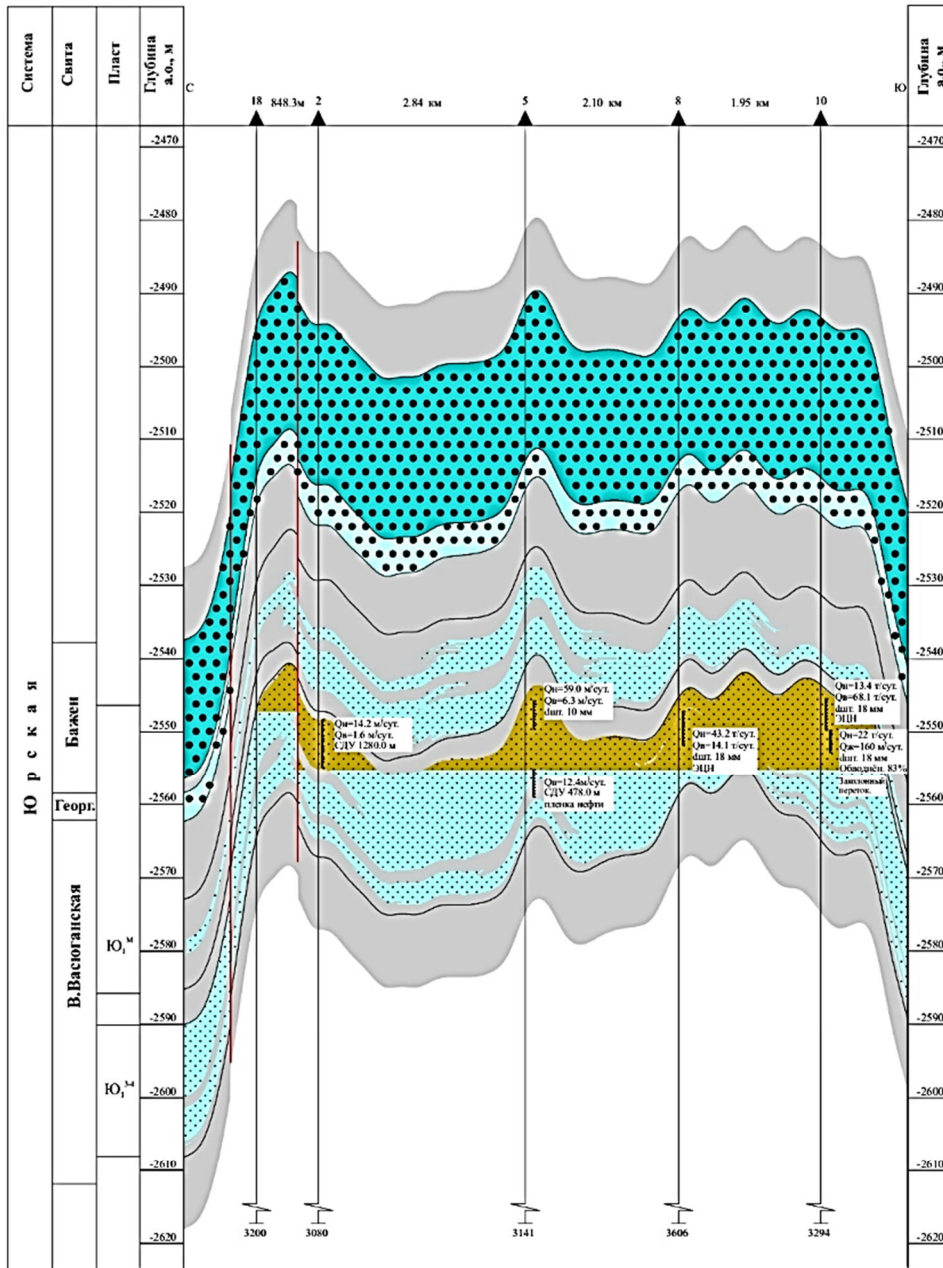
Геолого-физическая характеристика месторождения

В административном отношении Южно-Майское нефтяное месторождение расположено на территории Каргасокского района Томской области, в географическом отношении – в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в Обь-Иртышском междуречье, в бассейне реки Васюган – левого притока реки Оби.

В геологическом строении разреза месторождения принимают участие породы фундамента, в различной степени метаморфизованные и дислоцированные доюрского

возраста и терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайназойского платформенного чехла, несогласно перекрывающие доюрские отложения.

Промышленная нефтеносность на месторождении установлена в пластах Ю₁³⁻⁴ (васюганская свита) и Ю₁₄₋₁₅ (тюменская свита). Геологические разрезы пластов Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅ представлены на рисунках 1 и 2.



Условные обозначения

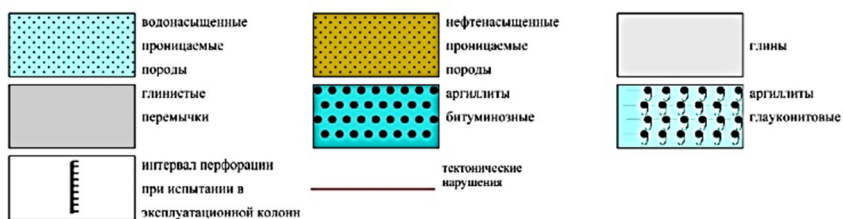


Рисунок 1 – Геологический разрез по линии скважин (объект Ю₁³⁻⁴)

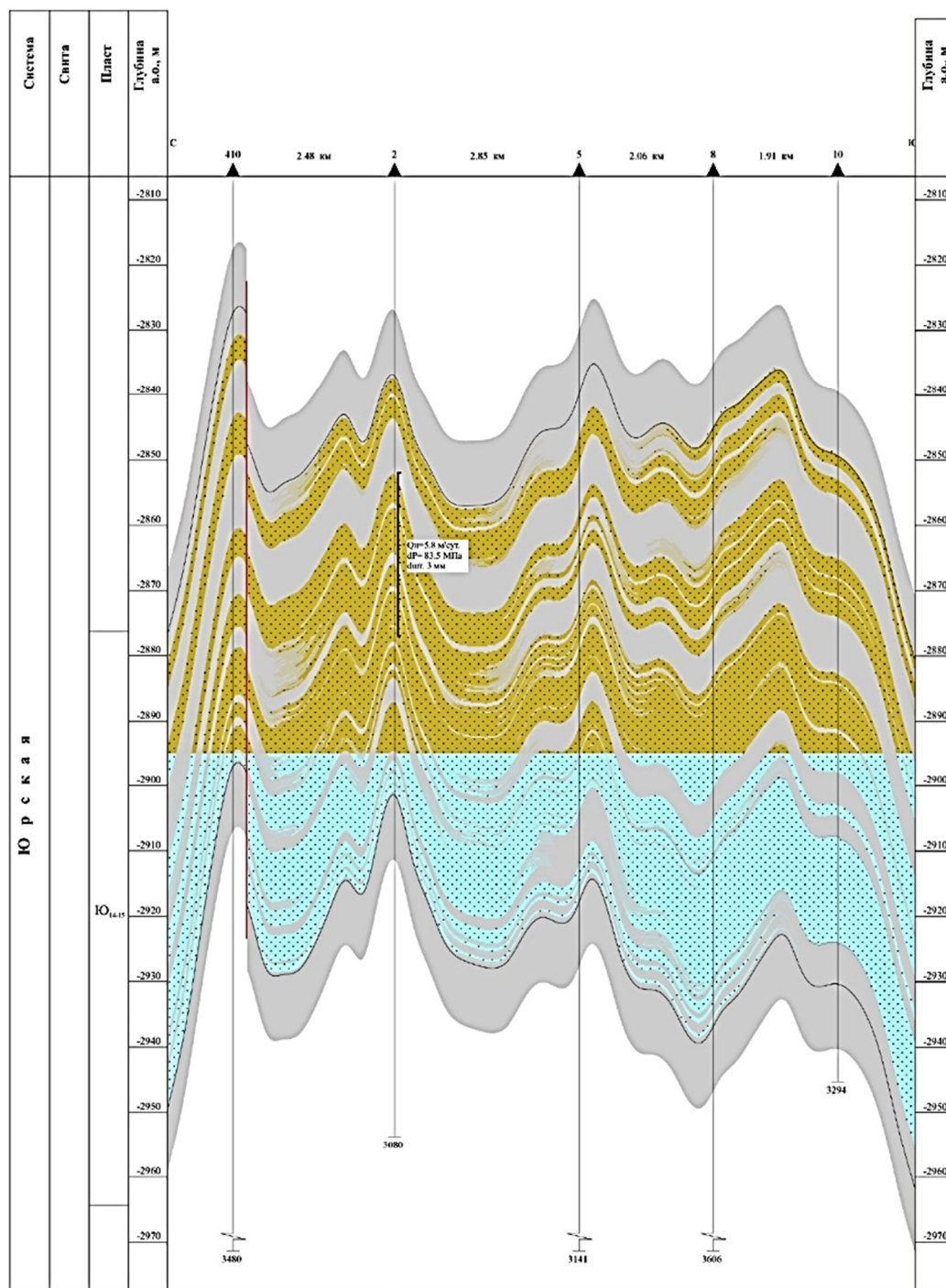


Рисунок 2 – Геологический разрез по линии скважин (объект Ю₁₄₋₁₅)

Пласт Ю₁³⁻⁴ (васюганская свита) представлен неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до крупнозернистых, с прослоями алевролитов и аргиллитов. Выделено 3 залежи нефти: основная, залежь в районе скважины № 301 и залежь 3.

Основная залежь нефтяная пластовая сводовая, тектонически экранированная, вытянутой формы. Тип коллектора – терригенный. ВНК основной залежи принят по абсолютной отметке – 2555 м. Размеры залежи в пределах условного контура нефтеносности составляют 11,0 × 3,5 км. Эффективные толщины пласта изменяются от 5,4 до 22,7 м, эффективные нефтенасыщенные – от 2 до 10,6 м. Запасы залежи оценены по категориям А и В₁.

Залежь в районе скважины № 301: площадь залежи – 0,6 км², размеры – 0,7 × 1,0 км, высота – 7,6 м. Положение ВНК принято по абсолютной отметке – 2547 м.

Залежь 3: в контуре залежи нет пробуренных скважин. ВНК принят условно на а.о. – 2547 м. Запасы залежи в виду отсутствия в контуре нефтеносности скважин оценены по категории В₂.

Пласт Ю₁₄₋₁₅ представлен неравномерным чередованием песчаников, размерность которых меняется от мелкозернистых до грубо-крупнозернистых, с прослоями галечников, алевролитов и аргиллитов. Пласты разделены маломощной (от 1,1 до 6,6 м, в среднем 3,5 м) перемычкой глинисто-алевритового состава. В силу своей малой мощности данная перемычка не обеспечивает надёжной гидродинамической изоляции данных пластов, поэтому пласты Ю₁₄ и Ю₁₅ приняты в качестве единого продуктивного объекта Ю₁₄₋₁₅. Нефтеносность пласта установлена по данным испытаний и эксплуатации скважин № 2, 4, 18 и 410.

В продуктивных отложениях тюменской свиты в пласте Ю₁₄₋₁₅ выделена одна *основная залежь нефти*. Залежь пластовая сводовая, тектонически экранированная. Размеры в пределах условного контура нефтеносности, проведённого на абсолютной отметке – 2894,4 м составляют 12,6 × 4,6 км. Эффективные толщины пласта изменяются от 32,6 до 42,0 м, эффективные нефтенасыщенные – от 8,4 до 36,5 м. Запасы залежи оценены по категориям В₁ и В₂.

На рисунке 3 показана схема совмещения залежей.

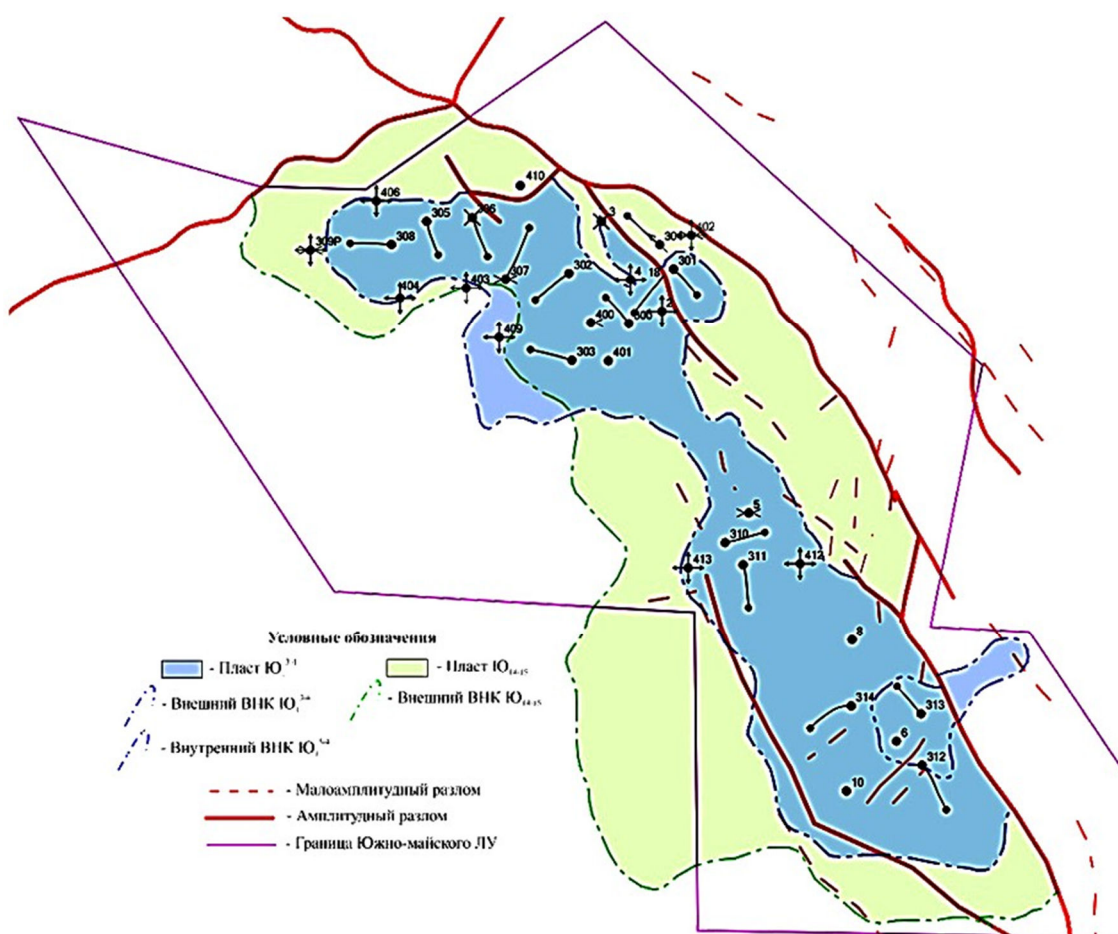


Рисунок 3 – Схема совмещения залежей

Геолого-промысловое обоснование вариантов разработки и прогноз технологических показателей

В 2010 году составлен «Проект пробной эксплуатации Южно-Майского месторождения Томской области». В соответствии с утверждённым документом в 2011 году месторождение введено в первую стадию разработки (начата опытно-промышленная разработка Южно-Майского месторождения).

Начиная с 2015 года (четвёртый год с начала разработки) утилизируется не менее 95 % ПНГ: 2015 год – 99,2 %, 2016 год – 98,6 %.

Принципиальные положения проектного документа:

1) выделение двух объектов разработки:

- объект Ю₁³⁻⁴ васюганская свита;
- объект Ю₁₅ тюменская свита;

2) системы разработки:

- объект Ю₁³⁻⁴ – избирательная система размещения горизонтальных добывающих и наклонно-направленных нагнетательных скважин с последующим уплотнением ЗБС, отработка нагнетательных скважин на нефть 6 месяцев;

- объект Ю₁₄ – избирательная система размещения горизонтальных, многозабойных горизонтальных добывающих и наклонно-направленных нагнетательных скважин, отработка нагнетательных скважин на нефть 12 месяцев;

3) на объекте Ю₁₅ выделение участка ОПР с проведением многостадийного ГРП (МГРП) по 6–10 стадий в горизонтальных скважинах;

4) общий фонд скважин 89, в том числе 40 добывающих (из них 23 горизонтальных, 14 многозабойных горизонтальных), 44 наклонно-направленных нагнетательных (из них совместная закачка – 2), 5 водозаборных. Количество ЗБС – 20;

5) фонд скважин для бурения – 64, в том числе 28 добывающих (14 горизонтальных, 14 многозабойных горизонтальных), 34 наклонно-направленных нагнетательных, 2 водозаборных. Бурение ЗБС – 20;

6) достижение КИН – 0,382 (С1), в т.ч. по объектам:

	КИН	$K_{выт}$	$K_{охв}$
Ю ₁ ³⁻⁴	0,441	0,722	0,611
Ю ₁₄₋₁₅	0,300	0,547	0,548

7) накопленная добыча нефти по (С₁ + С₂) – 12384 тыс. тонн.

Характеристика состояния разработки месторождения в целом

По состоянию на 01.01.2022 г. на Южно-Майском месторождении пробурено 33 скважины, из которых 17 действующие добывающие, 8 – действующих нагнетательных, 5 в бездействии, 3 ликвидированы.

На 01.01.2022 г. разрабатываются 2 эксплуатационных объекта – Ю₁³⁻⁴ и Ю₁₄₋₁₅.

Характеристика фонда скважин Южно-Майского месторождения на дату анализа представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2022 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Объекты		В целом по месторождению
		Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₅	
1	2	3	4	5
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	21	4	25
	Возвращены с других объектов (приобщение)	2		2
	Всего, в том числе:	23	4	27
	действующие	15	2	17
	ЭЦН	15	2	17
	бездействующие	3		3
	переведены под закачку	2		2
переведены на другие объекты (приобщение)			2	2
переведены в другие категории	1			
ликвидированные	2			3

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	8		8
	Переведены из добывающих	2		2
	Всего, в том числе:	10		10
	под закачкой	8		8
Общий фонд	бездействующие	2		2
	действующие	23	2	25
	бездействующие	5		5
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	3		3
	Всего	31	2	33

Таблица 2 – Основные технологические показатели разработки по состоянию на 01.01.2022 г.

№ п/п	Основные показатели разработки	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₅	Месторождение
1	Год ввода в разработку	2010	2008	2008
2	Текущая добыча нефти, тыс. тонн/год	157,5	1,5	159,0
3	Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	1301	13	1313
4	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед. (В ₁)	0,470	0,296	0,397
	Утверждённый КИН, доли ед. (В ₁)	0,470	0,294	0,339
5	Годовая добыча жидкости, тыс. тонн/год	712,7	9,9	722,6
	Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	3187,3	73,0	3260,4
	Обводнённость, %	77,9	84,6	78,0
	Водонефтяной фактор, тонн/тонн	3,5	5,6	3,5
	Накопленный водонефтяной фактор, тонн/тонн	1,5	4,5	1,5
6	Фонд добывающих скважин	23	2	25
	Действующий фонд добывающих скважин	15	2	17
	Действующий фонд нагнетательных скважин	8	–	8
7	Средний дебит нефти, тонн/сут.	30,9	4,2	29,1
	Средний дебит жидкости, тонн/сут.	139,8	27,4	132,3
	Средняя приёмистость скважины, м ³ /сут.	183,6	–	183,6
	Годовая закачка воды, тыс. м ³ /год	505,7	–	505,7
8	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	2675,9	–	2675,9
	Годовая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	66	–	66
	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	73	–	73
9	Добыча попутного газа, тыс. м ³	9149	166	9315

Таблица 3 – Коэффициенты эксплуатации и использования фонда добывающих скважин за 2021 год

Объект / Коэффициенты	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₄₋₁₅	В целом по месторождению
Использования фонда, доли ед.	0,86	1	0,87
Эксплуатации, доли ед.	0,72	0,49	0,70

Низкий коэффициент эксплуатации на объекте Ю₁₄₋₁₅ связан с проведением работ по контролю за энергетическим состоянием залежи.

Анализ текущего состояния разработки

Объект Ю₁³⁻⁴ введён в промышленную разработку в 2010 году. Всего на объекте пробурено 29 скважин, 2 переведены с объекта Ю₁₅. По состоянию на 01.01.2022 г. на объекте 16 действующих добывающих, 8 действующих нагнетательных, 4 бездействующих, 1 пьезометрическая, 2 ликвидированы. Проектный фонд реализован на 82 %.

С начала разработки добыто 1301 тыс. тонн нефти (отбор от НИЗ – 16,9 %). Текущий КИН – 0,169 доли ед. при утверждённом 0,470 доли ед.

В 2021 году добыча нефти составила 157,4 тыс. тонн (темп отбора от НИЗ – 2,0 %). Средний дебит нефти – 30,9 тонн/сут., обводнённость продукции составила 77,9 %.

С 2011 года на объекте организована система ППД. В нагнетательном фонде 8 действующих скважин. Всего в пласт закачано 2675,9 тыс. м³ воды. Приёмистость скважин – 183,6 м³/сут., текущая компенсация – 68 %, накопленная – 68 %.

Карты текущего состояния и накопленных отборов приведены на рисунках 4 и 5.

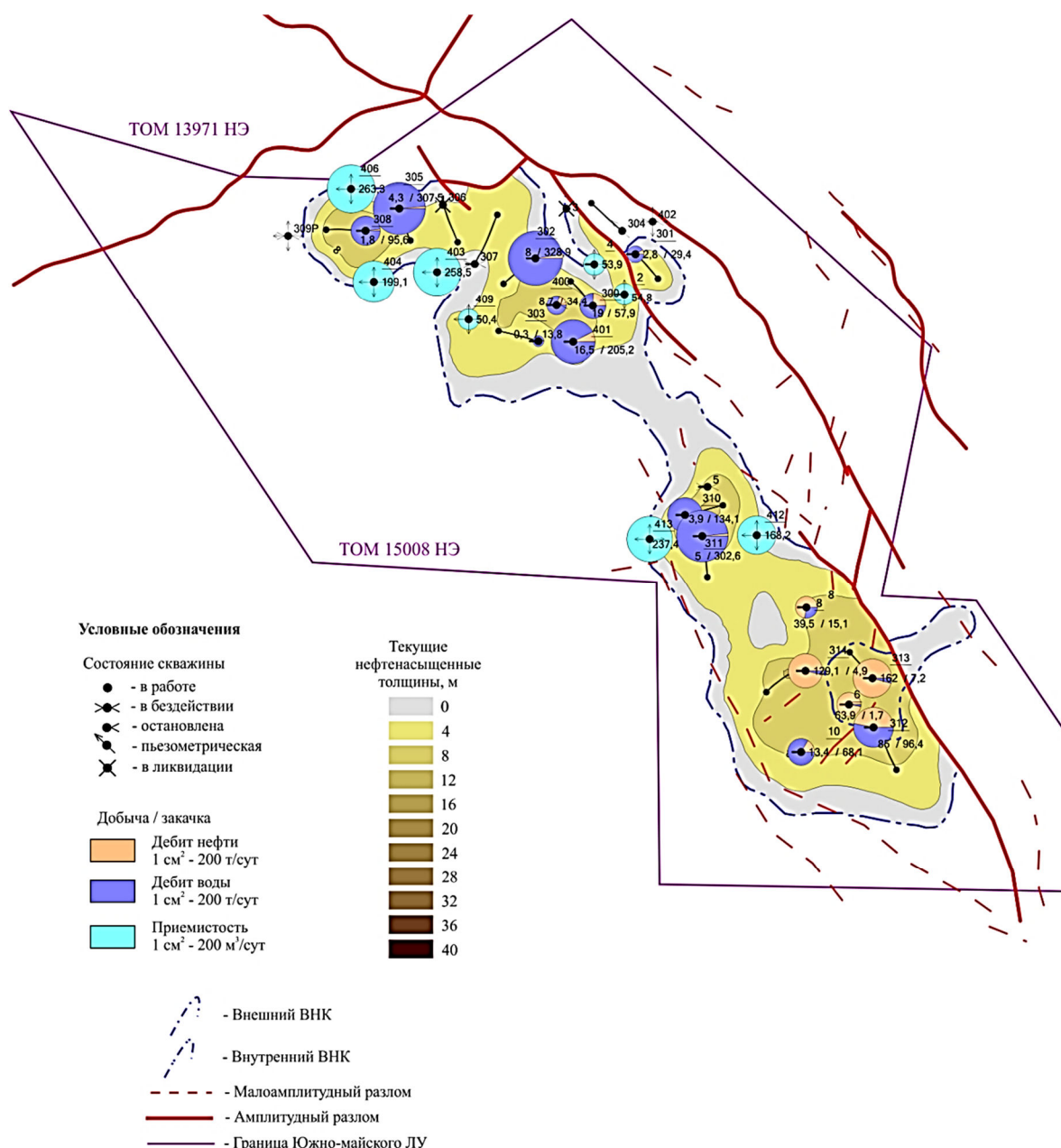


Рисунок 4 – Карта текущих отборов на 01.01.2022 г. Объект Ю₁³⁻⁴

Объект Ю₁₄₋₁₅ введён в промышленную разработку в 2010 году. Всего на объекте пробурено 4 скважины, 2 переведены на объект Ю₁³⁻⁴. По состоянию на 01.01.2022 г. на объекте 2 действующих добывающих скважины. Проектный фонд реализован на 4 %.

С начала разработки добыто 13 тыс. тонн нефти (отбор от НИЗ – 0,2 %). Текущий КИН – 0,001 доли ед. при утверждённом 0,294 доли ед.

В 2021 году добыча нефти составила 1,5 тыс. тонн (темп отбора от НИЗ – 0,02 %). Средний дебит нефти – 4,2 тонн/сут., обводнённость продукции составила 84,6 %.

Разработка объекта ведётся на упруговодонапорном режиме.

Добыча при отсутствии системы ППД закономерно приводит к снижению пластового давления, необходимость организации системы ППД не вызывает вопросов. Однако ввиду сложного геологического строения (низкая проницаемость (1,2 мД), приводящая к резкому снижению пластового давления в зоне отбора; высокая расчленённость (12), затрудняющая равномерное продвижение воды) требуется проведение опытно-промышленных работ по организации системы ППД с применением горизонтальных скважин с ГРП.

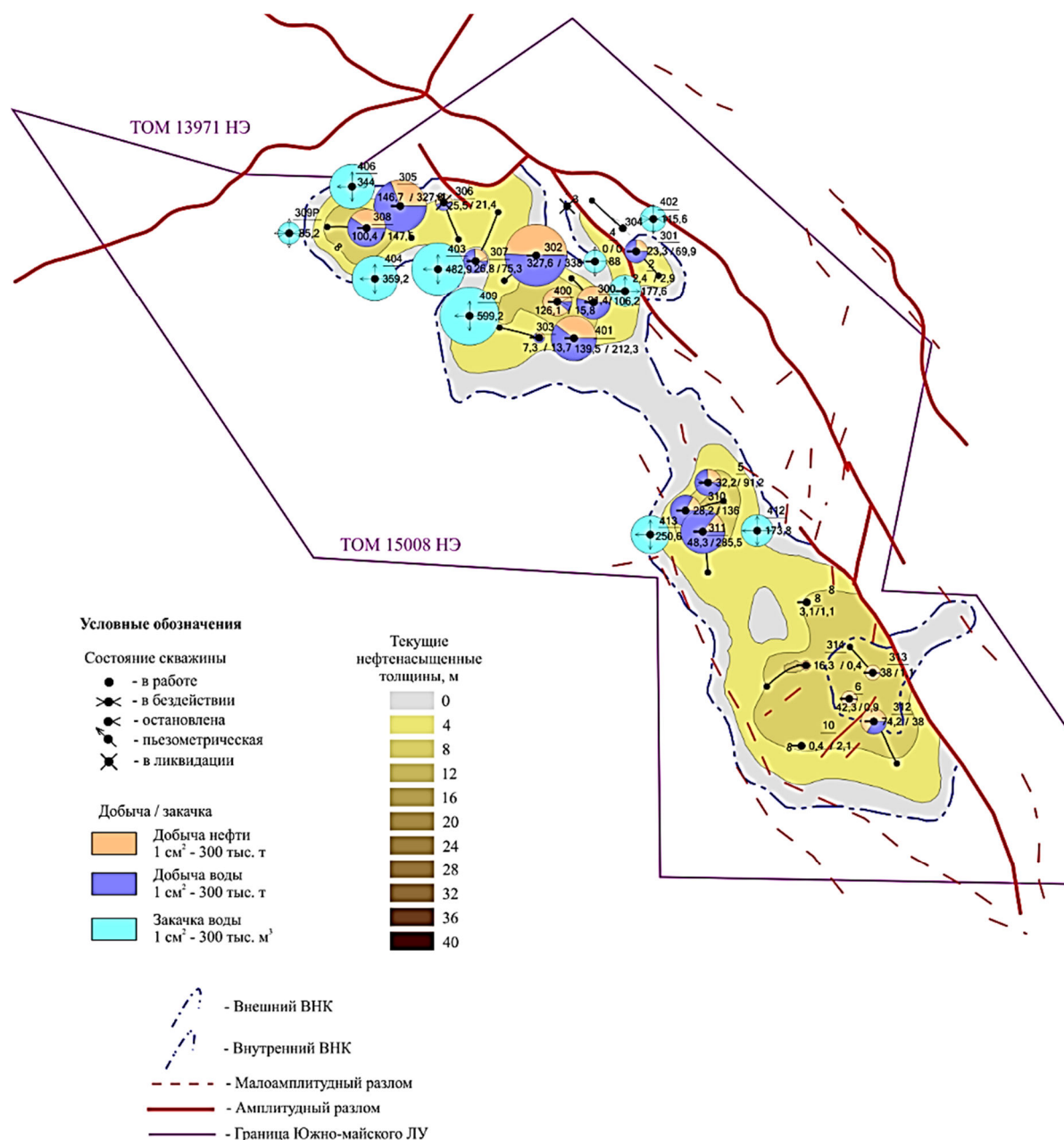


Рисунок 5 – Карта накопленных отборов на 01.01.2022 г. Объект Ю₁³⁻⁴

Карты текущего состояния и накопленных отборов приведены на рисунках 6 и 7.

Анализ энергетического состояния залежей

По состоянию на 01.01.2022 г. на Южно-Майском месторождении система ППД организована только на объекте Ю₁³⁻⁴. Разработка объекта Ю₁₅ ведётся на естественном режиме.

Контроль энергетического состояния залежей Южно-Майского месторождения осуществлялся в процессе гидродинамических исследований, точечных замеров манометром, по промысловым данным (пересчёт по статическим уровням), также в ряде скважин замеры осуществляются скважинными датчиками ТМС.

Анализ пластового давления производился на основе данных о точечных замерах пластового давления и ГДИ. Во временных интервалах, в которых не производились замеры, использовались пересчитанные пластовые давления через статический уровень.

Изменение пластового давления в среднем по скважинам в динамике показано на рисунке 8.

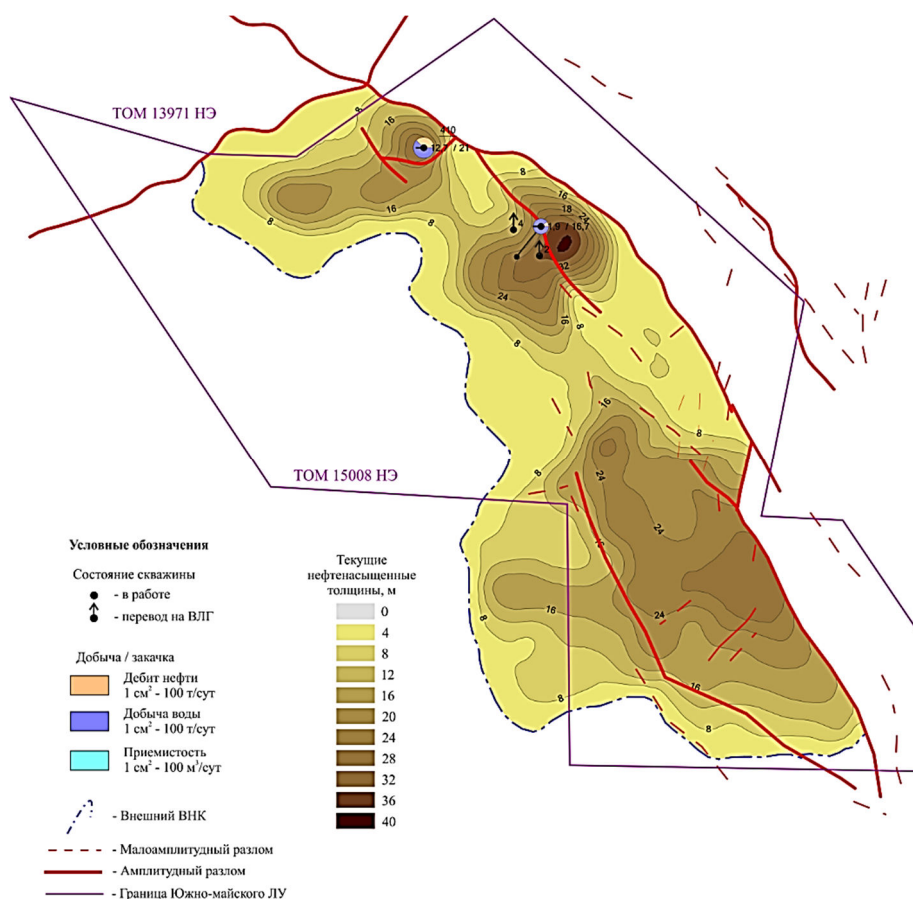


Рисунок 6 – Карта текущих отборов на 01.01.2022 г. Объект Ю₁₄₋₁₅

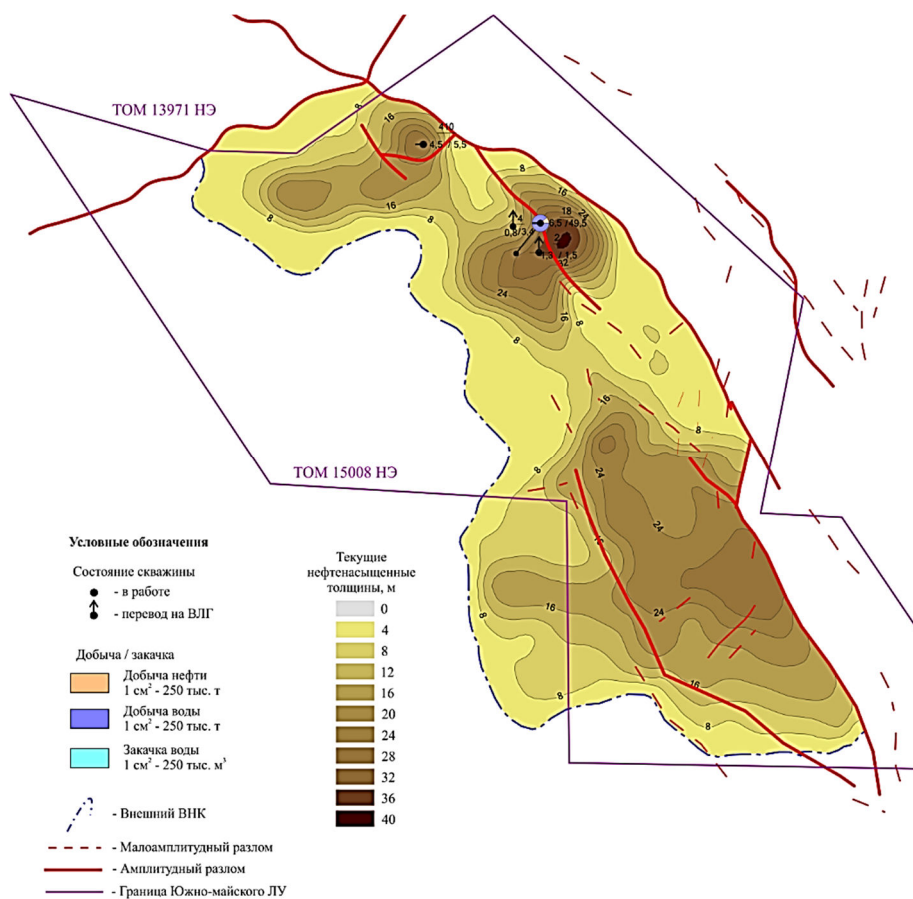


Рисунок 7 – Карта накопленных отборов на 01.01.2022 г. Объект Ю₁₄₋₁₅

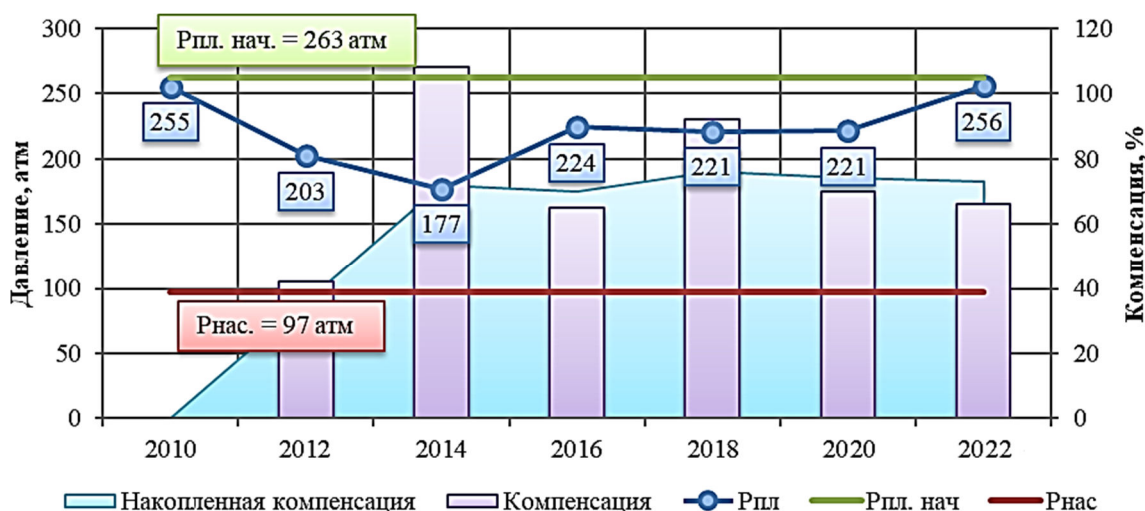


Рисунок 8 – Динамика изменения пластового давления по объекту Ю₁³⁻⁴

На 01.01.2022 г. текущее пластовое давление по данным точечных замеров составляет 256 атм. при начальном значении 263 атм., в зоне отбора 226 атм. С момента разработки объекта Ю₁³⁻⁴ (2010 год) пластовое давление снизилось на 6 атм. (3 %).

Несмотря на отставание при формировании системы ППД и отток части воды из нагнетательных скважин за контур и ЗКЦ, пластовое давление держится на уровне начального, что свидетельствует о хорошей работе законтурной области.

Объект Ю₁₄₋₁₅ введен в разработку в 2008 году. Система ППД не сформирована. В процессе разработки контроль за энергетическим состоянием осуществлялся по замерам ТМС и КВД (при вводе скважины № 2) (рис. 9). Текущее пластовое давление в зоне отбора составляет 185 атм. (на 34 % ниже начального).

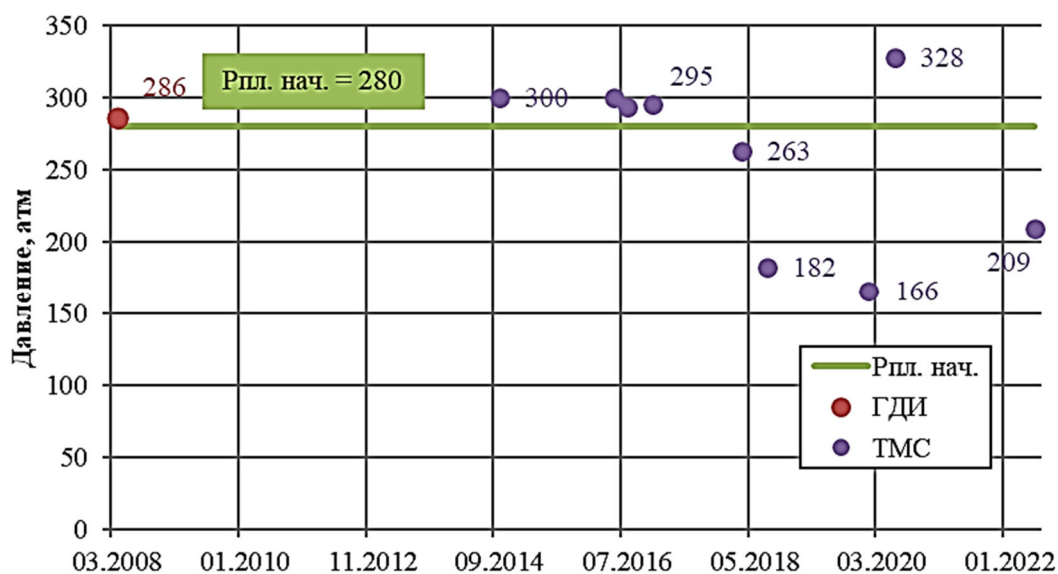


Рисунок 9 – Динамика пластового давления по результатам ГДИ и замеров ТМС по объекту Ю₁₄₋₁₅

Анализ выработки запасов нефти из продуктивных пластов

На 01.01.2022 г. на государственном балансе Южно-Майского месторождения числится 30158 тыс. тонн геологических (АВ₁ / В₂) – 13152 / 17006 тыс. тонн) и 10215 тыс. тонн извлекаемых (АВ₁ / В₂ – 5221 / 4994 тыс. тонн) запасов нефти.

На дату анализа в действующем фонде находятся 15 добывающих и 8 нагнетательных скважин.

К концу 2021 года в целом по месторождению извлечено 25,2 % начальных извлекаемых запасов категории АВ₁ при средней обводнённости 78,0 %. Темп отбора от НИЗ в 2021 году составил 3,0 %. Накопленный ВНФ на дату анализа составил 1,5.

Текущий КИН (АВ₁) – 0,100 при утверждённом 0,470. Для утверждённой величины КИН необходимо отобрать из пласта Ю₁³⁻⁴ 2285 тыс. тонн, из пласта Ю₁₅ – 1622 тыс. тонн. Кратность остаточных запасов нефти при сложившихся условиях разработки составит Ю₁³⁻⁴ – 15 лет, Ю₁₅ – 1081 год.

Состояние выработки запасов в целом по месторождению и по объектам приведено в таблице 4.

Таблица 4 – Состояние выработки запасов по Южно-Майскому месторождению

№ п/п	Показатели	Ю ₁ ³⁻⁴	Ю ₁₅	В целом по месторождению
Запасы нефти и КИН, числящиеся на государственном балансе (категория АВ₁)				
1	Геологические запасы нефти, тыс. тонн	7631	5521	13152
2	Извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	3586	1635	5221
3	КИН (АВ ₁), доли ед.	0,470	0,296	0,397
4	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	5,6	19,2	9,1
Накопленные показатели разработки на 01.01.2022 г.				
5	Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	1301	13	1314
6	Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	3187,3	73,0	3260,4
7	Накопленная добыча растворенного газа, тыс. м ³	94	2	96
8	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	2675,9	–	2675,9
9	Накопленный ВНФ, ед.	1,5	4,5	1,5
10	Накопленная компенсация, %	73	–	73
11	КИН текущий, доли ед.	0,170	0,002	0,100
12	ТИЗ, тыс. тонн	2285	1622	3907
13	Отбор от НИЗ, %	36,3	0,8	25,2
Показатели за 2021 год				
14	Добыча нефти, тыс. тонн	157,5	1,5	159,0
15	Добыча жидкости, тыс. тонн	712,7	9,9	722,6
16	Обводнённость, %	77,9	84,6	78,0
17	Средний дебит нефти, тонн/сут.	30,9	4,2	29,1
18	Средний дебит жидкости, тонн/сут.	139,8	27,4	132,3
19	Закачка воды, тыс. м ³	505,7	–	505,7
20	Приёмистость, м ³ /сут.	183,6	–	183,6
21	Компенсация отборов, %	66	–	66
22	Темп отбора от НИЗ, %	4,4	0,1	3,0
23	Темп отбора от ТИЗ, %	6,9	0,1	4,0
24	Действующий фонд добывающих скважин на конец года, ед.	15	2	17
25	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	8	–	8
26	Фонд добывающих скважин, перебивавших в эксплуатации, ед.	29	4	33
27	Накопленная добыча нефти на 1 скважину, тыс. тонн	45	3	40
28	Кратность извлекаемых запасов нефти, лет	15	1081	–
29	ТИЗ на одну действующую добывающую скважину, тыс. тонн	152	81	118

Анализ выработки запасов по данным промыслово-геофизических исследований скважин

Объект Ю₁³⁻⁴

Контроль за характером выработки зональных интервалов разреза в составе единого объекта разработки на месторождении проводится с 2010 года. Основной объём исследований приходится на период 2011 года. Основным видом выполняемых работ является потокометрия в стволе нагнетательных скважин, попутно практически повсеместно решается задача обследования технического состояния эксплуатационных колонн. Проведение промыслово-геофизических исследований преимущественно на нагнетательном фонде связано с оценкой принимающих продуктивных интервалов по разрезу.

За период разработки на нагнетательном фонде проведено 29 исследований в 10 скважинах № 2, 4, 5, 10, 309Р, 401, 402, 403, 404, 406, 409, 412 и 413. Три исследования профиля приёмистости были не информативными в результате остановки прибора в интервале перфорации. Таким образом, из проведённого объёма потокометрии скважин нагнетательного фонда кондиционными (информативными) являются 91 % выполненных замеров. По результатам исследований во всех скважинах отмечается уход воды ниже интервалов перфорации в пласт Ю₁⁴.

Основное назначение проведённых профилей приёмистости – выявление работающих участков вскрытого перфорацией продуктивного коллектора, при суммировании мощностей которых устанавливается работающая мощность пласта скважины и её эксплуатационные показатели. Сопоставление работающих толщин с эффективными перфорированными толщинами позволяет оценить величину охвата залежи системой разработки. Степень выработки объекта оценивалась по коэффициенту работающей толщины (K_{pm}), определённому по результатам потокометрии. Для адекватной оценки K_{pm} из всего объёма проведённых ПГИ выбраны кондиционные исследования, по результатам которых не выявлено заколонных перетоков или негерметичности эксплуатационной колонны.

По нагнетательным скважинам среднее значение коэффициента работающей толщины составляет 0,756 доли ед.

По результатам ПГИ нагнетательных скважин отмечается, что в большинстве случаев принимает воду кровельная часть коллектора, что естественно, так как в скважинах преимущественно вскрыт кровельный интервал.

Также наблюдается резкое увеличение приёмистости некоторых частей пласта и отключение из работы отдельных интервалов фильтра. Данные обстоятельства косвенно свидетельствуют об образовании системы техногенных каналов (трещин), способствующих «кинжальным» прорывам закачиваемой воды, следовательно, и преждевременному обводнению добывающих скважин при увеличении давления нагнетания выше допустимого уровня.

Для объекта Ю₁³⁻⁴ давление разрыва породы составляет 402 атм., чтобы не допустить образование трещин авто-ГРП забойное давление в нагнетательных скважинах не должно превышать 402 атм. (табл. 5).

Таблица 5 – Анализ наличия трещин авто-ГРП в нагнетательных скважинах

№ скважины	$P_{заб}$ входное, атм.	Максимальное $P_{заб}$		$P_{заб}$ на 01.01.2022 г.
		$P_{заб}$	дата	
2	449	480	01.04.2011	429
4	398	466	01.01.2013	371
309Р	451	467	01.09.2011	б / д
402	479	479	01.07.2011	б / д
403	430	467	01.01.2013	432
404	437	464	01.11.2012	432
406	424	463	01.03.2012	429
409	446	466	01.01.2012	334
412	414	450	01.08.2014	394
413	357	441	01.07.2014	379

Анализ текущих режимов работы скважин показывает, что 4 из них эксплуатируются с забойным давлением, превышающим давление авто-ГРП, что необходимо учесть при формировании дорожной карты работ.

Мероприятия по определению технического состояния скважин проводились в добывающих и нагнетательных скважинах попутно с определением профиля приёмистости и профилем притока.

Для решения поставленных задач использовался комплекс ГИС: термометрия, локатор муфт, гамма-каротаж.

Необходимо отметить, что за весь период проведённых исследований профиля приёмистости и попутной оценкой технического состояния нагнетательных скважин выявлено 12 заколонных циркуляций, т.е. в 46 % всех проведённых (рис. 10).

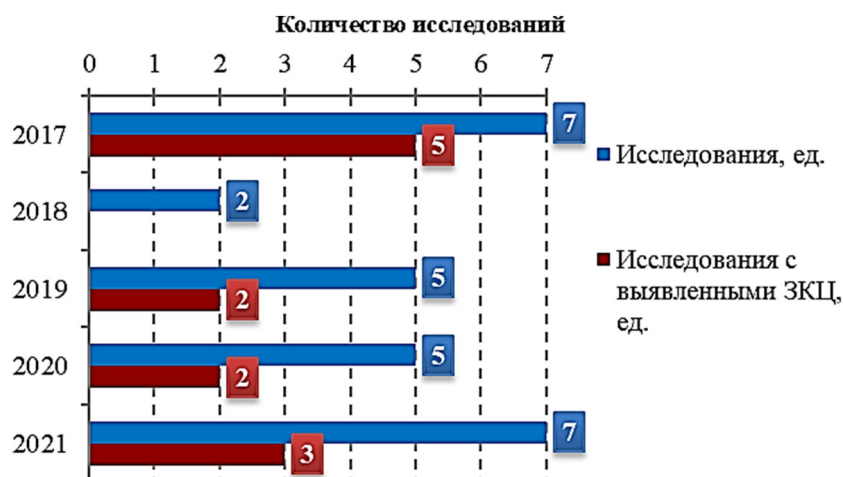


Рисунок 10 – Информативные исследования профиля притока

Мероприятиями по контролю за выработкой продуктивных интервалов добывающие скважины охвачены в меньшей степени – всего 8 профилей притока (5 скважин) в период с 2015–2018 гг. (37 % от фонда добывающих). Однако учитывая, что из 19 добывающих и 2 нагнетательных скважин в отработке – 13 ГС, то охват исследованиями составит 100 %. Негерметичность эксплуатационной колонны выявлена только в скважине № 5.

Объект Ю₁₄₋₁₅

На объекте выполнено 2 исследования профиля притока в двух скважинах № 4 и 410. В условиях низкой проницаемости определение профиля притока не представляется возможным. Работающие интервалы выделены по остаточной термоаномалии.

По добывающим скважинам среднее значение K_{pm} составляет 0,21 доли ед. Однако в условиях проведения ГРП в обеих скважинах определение текущего K_{pm} методами ПГИ не представляется возможным.

Анализ технического состояния при испытании скважин не выявил наличия негерметичности эксплуатационной колонны или заколонной циркуляции.

Анализ выработки методом характеристик вытеснения

Одной из важнейших задач анализа выработки запасов является оценка величины и зон локализации остаточных запасов нефти в пределах начального объема залежей продуктивных пластов. Для решения этой задачи существует несколько методов. Для анализа текущего состояния выработки запасов нефти использован метод обобщенных характеристик вытеснения. Метод представляет собой эмпирические зависимости, определяющие параметры характеристики вытеснения, которая обусловлена сложившейся динамикой обводнения залежи или участка месторождения. Как известно, характеристика вытеснения интегрально отражает реальный процесс выработки запасов нефти и связанную с ним динамику обводнения залежей. Преобразование технологических показателей разработки в виде характеристик вытеснения и подбор по ним соответствующих эмпирических зависимостей позволяет спрогнозировать возможные объемы нефтеизвлечения.

При расчёте использованы различные аналитические зависимости, в их числе Камбарова, Назарова – Сипачёва, Пирвердяна, Сипачёва – Посевича.

Методика основана на определении параметров характеристик вытеснения, наилучшим образом аппроксимирующих фактические данные истории добычи нефти. Аппроксимация осуществляется на интервале настройки, который задаётся пользователем.

В соответствии со сложившейся практикой процесс анализа выполняется в следующей последовательности:

- обоснование оптимального интервала настройки параметров аналитической модели и её адаптация по данным истории разработки залежи или её участка;
- выбор аналитической зависимости, наилучшим образом описывающей динамику обводнения залежей;
- расчёт прогнозных объёмов нефтедобычи.

Объект Ю₁³⁻⁴

Для анализа выработки запасов и оценки эффективности текущей системы, исходя из периода разбуривания, объект Ю₁³⁻⁴ был разделён на 2 блока. Геолого-физическая характеристика участков анализа приведена в таблице 6, схема выделения участков анализа показана на рисунке 11.

Таблица 6 – Характеристика участков анализа объекта Ю₁³⁻⁴

Показатели	Блок 1	Блок 2
Годы бурения, лет	2010–2013	2015–2016
Площадь, тыс. м ²	12930	9102
Геологические запасы, тыс. тонн	4018	3678
Извлекаемые запасы, тыс. тонн	1888	1729
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	1126	175
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	2964	218
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	2676	–
Обводнённость, %	94	24
Накопленный ВНФ, ед.	1,6	0,3
Накопленная компенсация, %	79	–
Текущий КИН, доли ед.	0,280	0,048
Отбор от НИЗ, %	60	10
Фонд добывающих скважин, ед.	13	6
Фонд нагнетательных скважин, ед.	10	–

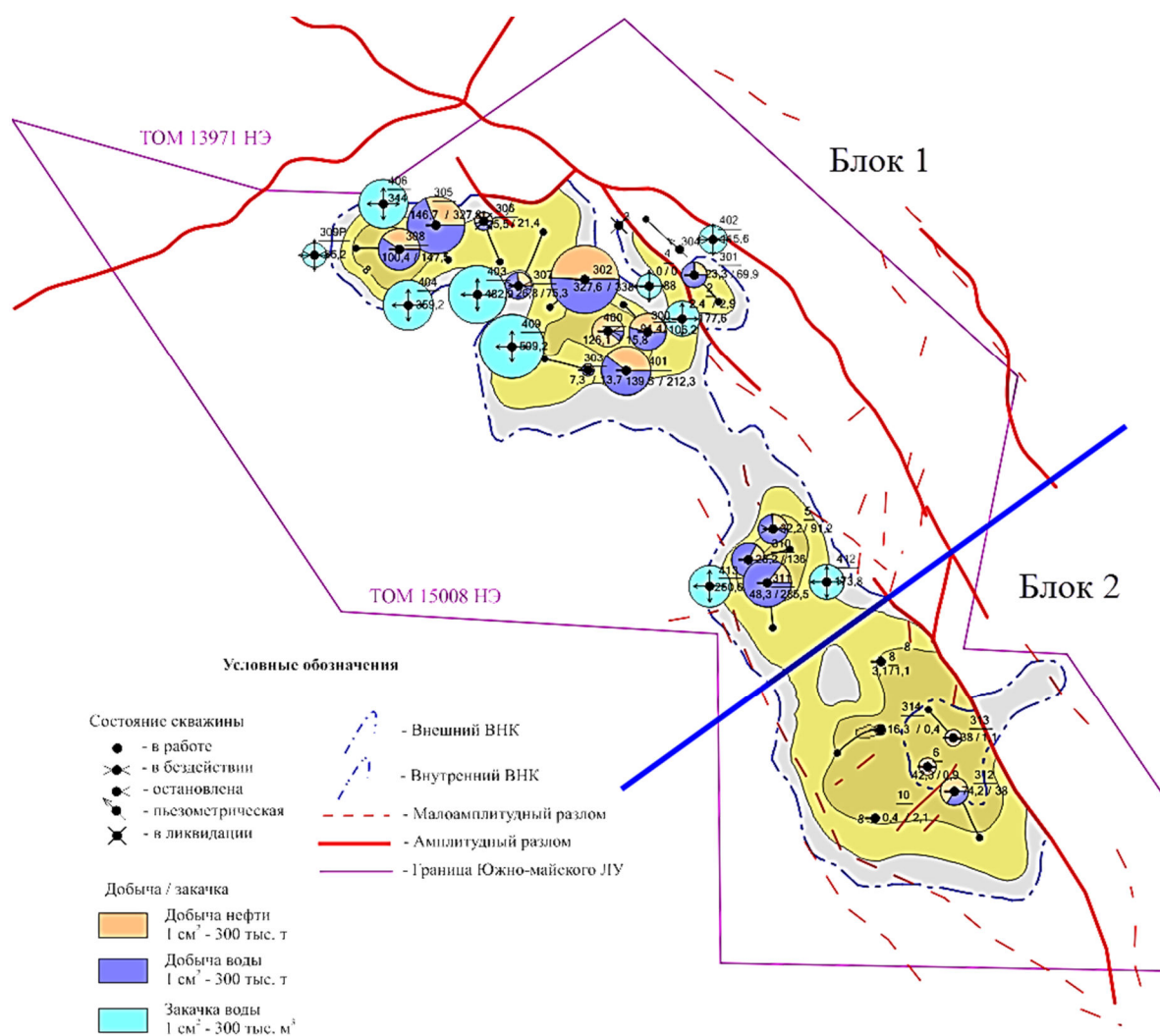


Рисунок 11 – Схема выделения участков анализа на объекте Ю₁³⁻⁴

Блок 1 представляет собой сформировавшийся элемент системы разработки. Согласно ТСР, проектный фонд блока реализован на 100 %, обводнённость достигла 94 %, что позволяет провести анализ выработки методом характеристик вытеснения.

В границах блока в эксплуатации пребывали 23 скважины, в числе которых 13 добывающих и 10 нагнетательных. Плотность сетки (приведенная) 28,8 га/скв.

Участок разрабатывается с 2010 года. Максимальная добыча нефти 325,0 тыс. тонн достигнута в 2017 году, жидкости 423,9 тыс. тонн – в 2017 году. Закачка воды на участке начата со второго года разработки (2011 год) и в 2017 году достигает максимального уровня (628,2 тыс. м³).

С начала разработки добыто 1126 тыс. тонн нефти (86 % от общей добычи по объекту) и 2676 тыс. тонн жидкости. Текущий КИН 0,28, обводнённость продукции 94 %, водонефтяной фактор 1,6. Накопленная добыча нефти на одну добывающую скважину участка составляет 86,7 тыс. тонн.

Расчёт извлекаемых запасов методом характеристик вытеснения приведён в таблице 7 и на рисунке 12.

Таблица 7 – Расчёт извлекаемых запасов методом характеристик вытеснения по объекту Ю₁³⁻⁴ (Блок 1)

Название функции	Начало, дата	Конец, дата	Кол-во, мес.	Коэффициент корреляции	Коэффициент аппроксимации	Извлекаемые запасы, тыс. тонн
Назаров - Сипачёв	01.11.2019	01.11.2021	24	0,99	0,01	1154
Камбаров	01.11.2019	01.11.2021	24	0,98	0,02	1187
Созонов	01.11.2019	01.11.2021	24	0,94	0,07	1378
Пирвердян	01.11.2019	01.11.2021	24	0,97	0,04	1238
Сипачев – Посевич (мод)	01.11.2019	01.11.2021	24	0,97	0,03	1210
Гайсин	01.11.2019	01.11.2021	24	0,97	0,03	1212
Гайсин – Тимашев	01.11.2019	01.11.2021	24	0,97	0,03	1210
Среднее:						1227

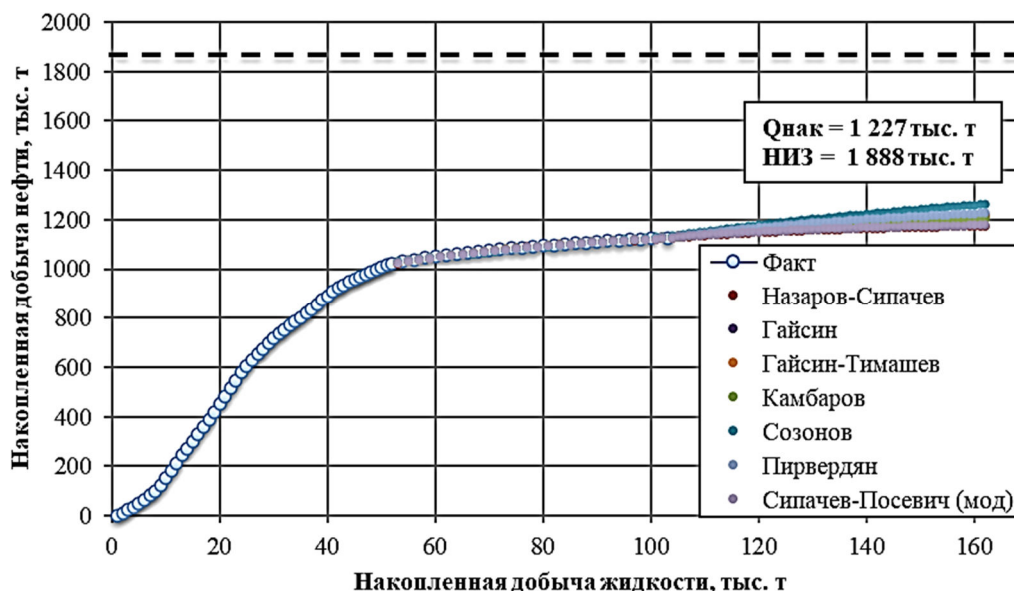


Рисунок 12 – Оценка извлекаемых запасов по объекту Ю₁³⁻⁴ (Блок 1)

По **блоку 1** КИН (госбаланс) – 0,470 доли ед., расчётный КИН – 0,305 доли ед., потери составят 661 тыс. тонн. Из анализа сложившейся динамики следует, что потери в добыче нефти составят 661 тыс. тонн, однако принимая во внимание новые исследования по определению $K_{выт}$ (скважины № 400 и 10) отмечается увеличение $S_{ост}$ до 0,31 доли ед. ($K_{выт} = 0,404$ доли ед.) по сравнению с принятой в ТСР по аналогии с Майским

месторождением ($S_{ocm} = 0,26$ доли ед., $K_{выт} = 0,536$ доли ед.). Учитывая, что $K_{охв}$ по ПГИ = 0,756 доли ед., КИН составит 0,305 доли ед.

Для увеличения КИН необходимы работы по выравниванию профиля приёмности, либо бурение боковых стволов в места локализации запасов.

Блок 2 разрабатывается с 2015 года. Максимальная добыча нефти 122,9 тыс. тонн достигнута в 2021 году, жидкости 161,8 тыс. тонн – в 2021 году. Закачка воды на участке не организована. Блок находится на начальной стадии разработки, характеристики вытеснения не строились.

Трассерные исследования

В 2017 году проведены индикаторные (трассерные) исследования с целью установления гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами на Майском и Южно-Майском месторождениях, выявления высокопроницаемых каналов и трещин, оценки текущих фильтрационно-емкостных параметров пласта $Ю_1^{3-4}$, трассирования и определения производительности фильтрационных потоков. Проведены индикаторные исследования по 7 нагнетательным скважинам № 2, 402, 409, 403, 404, 406 и 309Р, затем проведены трассерные исследования в скважинах № 4, 412 и 413 (рис. 13).

Данные работы проводились с целью трассирования потоков закачиваемых вод, оценки гидродинамической обстановки участков, распределения закачиваемой воды по реагирующим добывающим скважинам, уточнения гидродинамической модели залежи и планирования геолого-технических мероприятий для повышения эффективности работы исследуемых нагнетательных скважин.

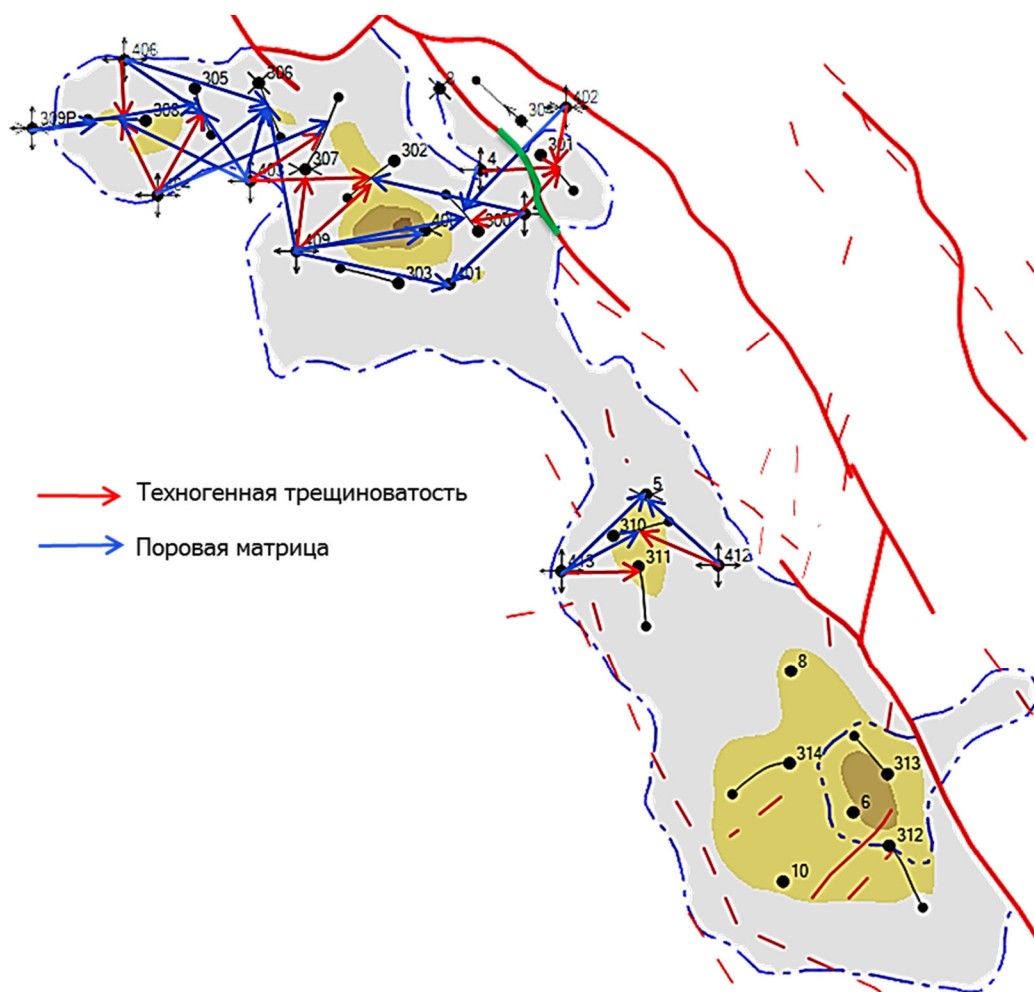


Рисунок 13 – Схема проведения трассерных исследований

Методика проводимых работ включала: выбор объектов исследования (нагнетательных и добывающих скважин), закачку искусственных индикаторов в исследуемые пласты юрского продуктивного горизонта, отбор проб пластовых флюидов, их анализ

на качественное и количественное содержание различных индикаторов, интерпретацию и анализ полученных результатов исследований. В процессе проведения трассерных исследований установлена степень гидродинамического взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами, определены скорости и направления перемещения фильтрации закачиваемой воды, выявлена опережающая фильтрация по каналам низкого фильтрационного сопротивления, оценена эффективная водозамещённая область пласта, определены текущие фильтрационно-емкостные свойства межскважинной области пласта, оценены влияние и производительность работы нагнетательных скважин.

Закачка разнотипных меченых жидкостей в нагнетательные скважины № 2, 402, 409, 403, 404, 406 и 309Р, перфорированные на пласт Ю₁³⁻⁴, проводилась 07–08 марта 2017 года. В качестве индикаторов для приготовления меченых жидкостей использовались стабильные, экологически безвредные химические вещества: флуоресцеин натрия, эозин и родамин «Ж».

Трассерные исследования показали, что прогрессирующее обводнение продукции большинства реагирующих добывающих скважин обусловлено наличием в пластах отдельных систем высокопроницаемых каналов и трещин с низким гидродинамическим сопротивлением. В процессе разработки месторождения такие высокопроницаемые каналы развиваются, становятся активными промытыми зонами, по которым происходит опережающая фильтрация больших объёмов закачиваемой воды. Это ведёт к уменьшению влияния на вытеснение начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и увеличению доли нагнетаемой воды, не участвующей в процессе нефтевытеснения (непроизводительная закачка).

Тем не менее, геологическая неоднородность не даёт чётко выраженных направлений латерального распространения фронта вытеснения (рис. 14), ярко выраженной анизотропии по площади залежи не наблюдается.

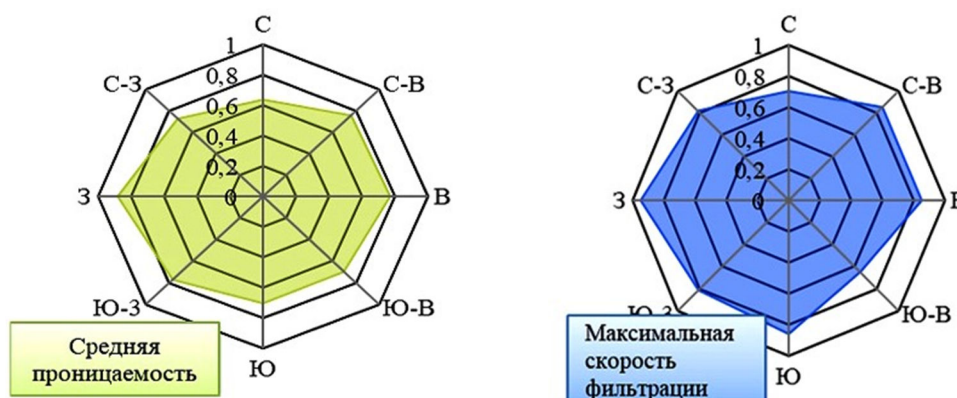


Рисунок 14 – Распределение параметров по результатам трассерных исследований

По результатам трассерных исследований можно оценить, какой объём закачиваемой воды не выполняет полезного действия, а фильтруется напрямую в добывающую скважину по высокопроницаемым каналам (рис. 15).

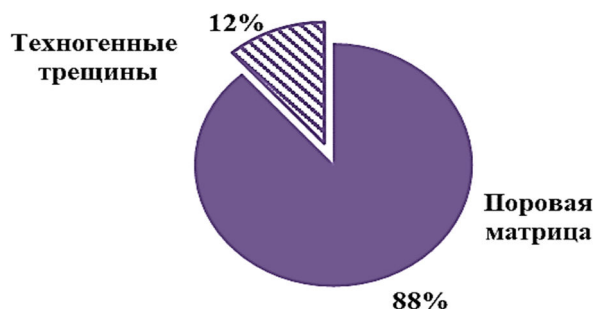


Рисунок 15 – Распределение объёмов закачки

Литература

1. Горпинченко А.Н. Геологические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.Н. Горпинченко, Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – 240 с.
2. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Издательство «Инфра-Инженерия», 2020. – 244 с.
3. Савенок О.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учеб. пособие / О.В. Савенок, А.С. Арутюнян, С.В. Шальская. – Краснодар : Кубанский государственный технологический университет, 2017. – 203 с.
4. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : в 2 ч. : учеб. пособие. – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2021–2022.
5. Березовский Д.А. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский, Г.В. Кусов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
6. Василихин Н.И. О применении гелия в качестве трассера при опытно-фильтрационных работах / Н.И. Василихин, В.К. Учаев // Записки Горного института. – 1982. – Т. 91. – С. 60–63.
7. Галкин С.В. Учёт геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений / С.В. Галкин, С.Н. Кривощёков, Н.Д. Козырев // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 408–417.
8. Ваулина А.В. Оценка состояния выработки запасов I и II горизонта Ключевого месторождения и объёма остаточных извлекаемых запасов нефти / А.В. Ваулина, О.В. Савенок, А.Л. Яковлев // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 1. – С. 144–167.
9. Горщарук А.П. Геологические основы для проектирования и анализа текущего состояния разработки Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения / А.П. Горщарук, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 79–90.
10. Даценко Е.Н. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) / Е.Н. Даценко, И.О. Орлова, Н.Н. Авакимян // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
11. Даценко Е.Н. Промысловые и гидродинамические исследования скважин Полярного месторождения / Е.Н. Даценко, И.О. Орлова, Н.Н. Авакимян // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 187–192.
12. Карманский А.Т. Коллекторские свойства горных пород при изменении вида напряженного состояния / А.Т. Карманский // Записки Горного института. – 2009. – Т. 183. – С. 289–292.
13. Анализ выработки запасов нефти многопластового эксплуатационного объекта / Е.И. Кашинцев, А.А. Еленец, Р.И. Файзуллин, Н.Д. Реунова // Наука и ТЭК. – 2011. – № 2. – С. 24–31.
14. Коротенко В.А. Интерпретация результатов трассерных исследований с учетом конвективного массопереноса / В.А. Коротенко, С.И. Грачёв, А.Б. Кряквин // Записки Горного института. – 2019. – Т. 236. – С. 185–193.
15. Орлова И.О. Трассерные исследования межскважинного пространства / И.О. Орлова, Е.Н. Даценко, Н.Н. Авакимян // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 67–69.
16. Нюняйкин В.Н. Регулирование фильтрационных характеристик пород призабойной зоны на поздней стадии разработки месторождения / В.Н. Нюняйкин, И.В. Генералов, М.К. Рогачёв, Ю.В. Зейгман // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 2. – С. 44–45.
17. Перепечина Ю.В. Техико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения / Ю.В. Перепечина, О.В. Савенок, А.В. Демченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 4. – С. 273–297.
18. Савенок О.В. Построение цифровых моделей Георгиевского месторождения с целью анализа текущей выработки запасов нефти и обоснования мероприятий по достижению проектного коэффициента нефтеизвлечения / О.В. Савенок, А.В. Демченко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – № 3. – С. 28–42.
19. Савенок О.В. Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов газонефтяного месторождения Северное / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 3. – С. 161–174.
20. Суходанова С.С. Анализ эффективности выработки запасов объекта разработки при верхнеуровневой оценке показателей / С.С. Суходанова, Ф.Ф. Халиуллин, М.А. Шакиров // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 30–33.
21. Хархордин И.Л. Использование радиоактивных трассеров для изучения диффузионных процессов в пористых средах / И.Л. Хархордин, А.А. Потапов, Е.Б. Панкина // Записки Горного института. – 2003. – Т. 153. – С. 218–220.

22. Червякова А.Н. Анализ влияния геолого-физических характеристик пласта и технологических параметров разработки на эффективность выработки запасов нефти / А.Н. Червякова, А.А. Мальцева, Д.В. Шелепова // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. 2021. – № 4(305). – С. 133–149.
23. Шапков Е.Н. Прогнозирование показателей разработки Полевого нефтяного месторождения на основе анализа методов обобщённых характеристик вытеснения / Е.Н. Шапков, О.В. Савенок // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 1(85). – С. 22–48.

References

1. Gorpichenko A.N. Geological foundations for the development of oil and gas fields: textbook / A.N. Gorpichenko, N.Kh. Zharikova, O.V. Savenok. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – 240 p.
2. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields : textbook / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Publishing house «Infra-Engineering», 2020. – 244 p.
3. Savenok O.V. Interpretation of the results of hydrodynamic studies: textbook / O.V. Savenok, A.S. Harutyunyan, S.V. Shalskaya. – Krasnodar : Kuban State Technological University, 2017. – 203 p.
4. Savenok O.V. Designing the development of oil fields : in 2 parts : textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2021–2022.
5. Berezovsky D.A. Technologies and principles of development of multilayer deposits / D.A. Berezovsky, G.V. Kusov // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
6. Vasilikhin N.I. On the use of helium as a tracer in experimental filtration works / N.I. Vasilikhin, V.K. Uchaev // Notes of the Mining Institute. – 1982. – Vol. 91. – P. 60–63.
7. Galkin S.V. Accounting for the geomechanical properties of the reservoir in the development of multilayer oil fields / S.V. Galkin, S.N. Krivoshchekov, N.D. Kozyrev // Notes of the Mining Institute. – 2020. – Vol. 244. – P. 408–417.
8. Vaulina A.V. Evaluation of the state of development of reserves of horizons I and II of the Klyuchevoye field and the volume of residual recoverable oil reserves / A.V. Vaulina, O.V. Savenok, A.L. Yakovlev // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2019. – № 1. – P. 144–167.
9. Gorscharuk A.P. Geological bases for designing and analyzing the current state of development of the Vostochno-Sotchemyu-Talyuskoye field / A.P. Gorscharuk, O.V. Savenok // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2021. – № 3. – P. 79–90.
10. Datsenko E.N. Optimization of the injection well stock of the field at a late stage of development based on the results of the analysis of tracer studies (on the example of the Dysh field) / E.N. Datsenko, I.O. Orlova, N.N. Avakimyan // Oil engineer. – 2018. – № 4. – P. 59–65.
11. Datsenko E.N. Field and hydrodynamic studies of the wells of the Polyarnoye field / E.N. Datsenko, I.O. Orlova, N.N. Avakimyan // Bulatov Readings. – 2020. – Vol. 2. – P. 187–192.
12. Karmansky A.T. Reservoir properties of rocks with a change in the type of stress state / A.T. Karmansky // Notes of the Mining Institute. – 2009. – Vol. 183. – P. 289–292.
13. Analysis of the recovery of oil reserves of a multilayer production facility / E.I. Kashintsev, A.A. Yelenets, R.I. Faizullin, N.D. Reunova // Science and Energy. – 2011. – № 2. – P. 24–31.
14. Korotenko V.A. Interpretation of the results of tracer studies taking into account convective mass transfer / V.A. Korotenko, S.I. Grachev, A.B. Kryakvin // Notes of the Mining Institute. – 2019. – Vol. 236. – P. 185–193.
15. Orlova I.O. Tracer studies of interwell space / I.O. Orlova, E.N. Datsenko, N.N. Avakimyan // Bulatov Readings. – 2018. – Vol. 2-2. – P. 67–69.
16. Nyunyaykin V.N. Regulation of the filtration characteristics of rocks in the bottomhole zone at a late stage of field development / V.N. Nyunyaykin, I.V. Generalov, M.K. Rogachev, Yu.V. Zeigman // Oil industry. – 2002. – № 2. – P. 44–45.
16. Nyunyaykin V.N. Regulation of the filtration characteristics of rocks in the bottomhole zone at a late stage of field development / V.N. Nyunyaykin, I.V. Generalov, M.K. Rogachev, Yu.V. Zeigman // Oil industry. – 2002. – № 2. – P. 44–45.
17. Perepechina Yu.V. Feasibility study of the oil recovery factor of the Anastasievsko-Troitskoye field / Yu.V. Perepechina, O.V. Savenok, A.V. Demchenko // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2019. – № 4. – P. 273–297.
18. Savenok O.V. Construction of digital models of the Georgievskoye field in order to analyze the current production of oil reserves and justify measures to achieve the design oil recovery factor / O.V. Savenok, A.V. Demchenko // Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – 2019. – № 3. – P. 28–42.

19. Savenok O.V. Analysis of the current state of development and production of reserves of the Severnoe gas-oil field / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Science. Technique. Technologies (poly-technical bulletin). – 2021. – № 3. – P. 161–174.
20. Sukhodanova S.S. Analysis of the efficiency of the development of reserves of the development object at the upper level assessment of indicators / S.S. Sukhodanova, F.F. Khaliullin, M.A. Shakirov // Oil industry. – 2022. – № 12. – P. 30–33.
21. Kharkhordin I.L. Use of radioactive tracers to study diffusion processes in porous media / I.L. Kharkhordin, A.A. Potapov, E.B. Pankin // Notes of the Mining Institute. – 2003. – Vol. 153. – P. 218–220.
22. Chervyakova A.N. Analysis of the influence of geological and physical characteristics of the reservoir and technological parameters of development on the efficiency of oil reserves production / A.N. Chervyakova, A.A. Maltseva, D.V. Shelepova // Proceedings of the Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkin. – 2021. – № 4(305). – P. 133–149.
23. Shapkov E.N. Forecasting indicators of the development of the Polevoye oil field based on the analysis of methods of generalized displacement characteristics / E.N. Shapkov, O.V. Savenok // Science and technology in the gas industry. – 2021. – № 1(85). – P. 22–48.