

УДК 622.276.6

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ
РЕАЛИЗУЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ
В УСЛОВИЯХ НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ**

**ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТА Ю₁¹⁻³
НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**



**ASSESSMENT OF THE EFFECTIVENESS OF IMPLEMENTED
TECHNOLOGIES FOR IMPACT ON THE FORMATION
IN CONDITIONS OF LOW PERMEABILITY OF THE PRODUCTIVE**

**RESERVOIR BY THE EXAMPLE OF OBJECT Yu₁¹⁻³
OF OIL FIELD FACILITY IN WESTERN SIBERIA**

Масалова Ангелина Алексеевна

студентка направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Проектирование
и управление объектами нефтегазовой отрасли»,
Санкт-Петербургский горный университет
masalovaangel@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 проведено исследование технологий воздействия на пласт Ю₁¹⁻³ нефтяного месторождения Западной Сибири. Выполнена оценка эффективности реализуемых технологий воздействия на пласт в условиях низкой проницаемости продуктивного пласта; сделан анализ эффективности реализуемой системы воздействия на пласт; проведён анализ выработки запасов основного объекта разработки. На основании выполненного анализа предложена комплексная программа мероприятий, включающая проведение многозонных гидроразрывов пласта, выполнение ремонтно-изоляционных работ и бурение боковых горизонтальных стволов. Для объекта Ю₁¹⁻³ нефтяного месторождения рассмотрена возможность применения следующих методов увеличения нефтеотдачи пласта: физико-химические, газовые, тепловые, механические.

Ключевые слова: анализ результатов трассерных исследований; характеристика текущего состояния разработки месторождения; сопоставление проектных и фактических показателей разработки; анализ выработки запасов нефти; анализ эффективности применяемых методов; воздействие на пласт в условиях низкой проницаемости продуктивного пласта; обоснование различных методов воздействия на пласт.

Masalova Angelina Alekseevna

Student training direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»
Profile «Design and Management
of Oil and Gas Industry Facilities»,
Saint Petersburg Mining University
masalovaangel@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 conducts a study of technologies for influencing the formation Yu₁¹⁻³ of an oil field in Western Siberia. An assessment was made of the effectiveness of the implemented technologies for influencing the formation in conditions of low permeability of the productive formation; an analysis of the effectiveness of the implemented reservoir stimulation system was made; an analysis of the reserves depletion of the main development object was carried out. Based on the analysis performed, a comprehensive program of measures was proposed, including multi-zone hydraulic fracturing, repair and insulation work, and drilling of horizontal lateral trunks. For an oil field object Yu₁¹⁻³, the possibility of using the following methods for increasing oil recovery was considered: physical-chemical, gas, thermal, mechanical.

Keywords: analysis of tracer research results; characterization of the current state of field development; comparison of design and actual development indicators; analysis of oil reserves production; analysis of the effectiveness of the methods used; impact on the formation in conditions of low permeability of the productive formation; justification of various methods of influencing the formation.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Рассматриваемое нефтяное месторождение расположено в западной части Томской области в центре Каргасокского административного района. Территория месторождения представляет собой плоскую, заболоченную, покрытую смешанным лесом равнину.

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойского фундамента, терригенно-осадочные отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Расчленение разреза проведено по материалам геофизической интерпретации с использованием реперных геолого-геофизических горизонтов регионального и зонального уровней в 13 пробуренных на месторождении поисковых, оценочных и эксплуатационных скважинах.

В 2005–2007 годах на территории рассматриваемого месторождения пробурено 8 эксплуатационных скважин, в которых после проведения мероприятий по интенсификации притока (ГРП) были получены притоки нефти. Бурение новых скважин с применением промывочных жидкостей на полимерной основе и вскрытием пласта с последующим гидроразрывом ещё раз подтвердило вывод о возможностях получения промышленных притоков нефти из коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными характеристиками и позволил провести оперативный пересчёт запасов нефти и растворённого газа.

Исследуемый разрез наунакской свиты представлен терригенными отложениями континентального генезиса. Условно он разделяется на 3 пачки $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ и $Ю_1^{3-4}$, каждая из которых представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Границы между пачками проводятся довольно уверенно, особенно между пачками $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$, где их разделяет пласт угля, получивший распространение на всей площади месторождения. Корреляция песчаных тел возможна с определённой долей условности только в пределах пачки. Коллекторами являются, как правило, песчаники, в основном, полимиктовые, реже кварцево-полевошпатовые, мелкозернистые, с незначительными прослоями среднезернистых разностей, крепко сцементированные, в различной степени известковистые и сильно глинистые.

Коллекторские свойства (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность) продуктивных пластов наунакской свиты определялись по данным исследования керн и интерпретации геолого-геофизических исследований. В связи с тем, что продуктивные пласты имеют распространение по всей территории месторождения, керн отбирался и анализировался в разрезах всех скважин. Всего проанализировано 70 образцов, но при подсчёте запасов и построении геологической модели месторождения использовались только результаты исследований керн по скважинам, находящимся в пределах залежей (№ 131, 132, 133 и 135), которых оказалось 69 образцов.

Анализ фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, выполненных на керновом материале в лабораторных условиях, показывает на незначительные вариации пористости в пределах разностей коллекторов при общем их низком значении проницаемости 0,5–10 мД.

Анализ результатов трассерных исследований

В 2010 году с целью установления гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами на рассматриваемом месторождении, выявления высокопроницаемых каналов и трещин, приводящих к невозможности достижения проектных значений КИН, оценки текущих фильтрационно-емкостных параметров пласта $Ю_1^{1-3}$, трассирования и определения производительности фильтрационных потоков проведены индикаторные (трассерные) исследования по 7 нагнетательным скважинам. Также 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.

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.

Работы выполнялись путём закачки разнотипных меченых жидкостей в нагнетательные скважины № 141, 147, 149, 136, 177, 196 и 205, перфорированные на пласты Ю₁¹⁻³ юрского продуктивного горизонта. В качестве индикаторов для приготовления меченых жидкостей использовались стабильные, экологически безвредные химические вещества: флуоресцеин натрия, эозин и родамин «Ж».

В информационно-техническом отчёте представлены результаты работ по контролю за заводнением рассматриваемого месторождения с использованием трассерного (индикаторного) метода. Проведённые трассерные исследования достаточно равномерно покрыли всю разрабатываемую площадь месторождения. По результатам работ сделаны следующие выводы:

1. Выявлены локальные участки, по которым установлены преимущественные направления движения вытесняющего агента. На большинстве участков месторождения наблюдается преимущественная фильтрация воды к 1–2 реагирующим добывающим скважинам, свидетельствующая о неравномерности выработки запасов, прежде всего из-за фильтрационной неоднородности коллектора Ю₁ по проницаемости.

2. Трассерные исследования показали наличие в пласте каналов высокой проницаемости практически на всех опытных участках. На современном этапе разработки месторождения развивающаяся проницаемая область начала существенно влиять на эффективность выработки запасов с соответствующим снижением коэффициентов охвата и нефтевытеснения. Показанная в расчётах величина непроизводительной фильтрации имеет небольшие значения в пределах 0,1–0,37 %. Однако если увеличить закачку воды, например, по нагнетательным скважинам № 147, 205, 136, 177 и 196, то произойдёт «раскрытие» техногенных трещин, увеличение их пропускной способности и соответственно рост доли воды, не принимающей участия в процессе нефтевытеснения.

3. Необходимо отметить, что проницаемая область пласта Ю₁ только начинает формироваться. Об этом свидетельствует пока ещё небольшой водозамещённый эффективный объём (2,2–11,3 м³), низкая производительность каналов и соответственно небольшой процент непроизводительной фильтрации воды через проницаемую область пласта в пределах 0,1–0,37 %.

4. Опыт использования геологической и гидродинамических моделей показал, что расчётные потоки флюидов в моделях плохо соответствуют результатам трассерных исследований. Это объясняется тем, что в большинстве случаев в процессе моделирования практически не учитываются «промытые» участки пласта, фильтрационные каналы и трещины техногенного происхождения. Результаты проведения трассерных исследований приведены в таблице 1.

В процессе проведения трассерных исследований выполнены следующие основные задачи:

- определение источников обводнения добывающих скважин;
- установление гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами;
- оценка текущих фильтрационно-емкостных параметров межскважинной области пласта (скорость фильтрации, водозамещённый объём, проницаемость, гидропроводность, эффективная динамическая пористость и др.);
- определение направлений и производительности фильтрационных потоков нагнетаемой в пласт воды.

Таблица 1 – Результаты проведения трассерных исследований

№ п/п	№ нагнетательных скважин, пласт	Результаты индикаторных исследований	Выводы и рекомендации
1	141, Ю ₁ ¹⁻²	преимущественная фильтрация к скважине № 150 (70,4 %)	планирование ПГИ по определению профиля приёмистости
2	147, Ю ₁ ³⁻⁴	неравномерный охват пласта закачиваемой водой по разрезу и по площади	сравнительный анализ пластовой воды по В.А. Сулину
		ПГИ: интервал перфорации мощностью 0,5 м принимает 67 % воды	
		ниже отметки 2628 м переток вниз по трещине ГРП	
3	149, Ю ₁ ¹⁻²	преимущественная фильтрация к скважинам № 144 (50,4 %) и 139 (32,5 %)	запланировать ОПЗ по выравниванию профиля приёмистости
		преимущественная фильтрация (61,7 %) в северном направлении к скважинам № 145 и 145Б	
4	136, Ю ₁ ¹⁻²	ПГИ: интервал перфорации мощностью 0,6 м принимает 41 % воды	запланировать ОПЗ по выравниванию профиля приёмистости
		преимущественная фильтрация к скважинам №№ 138 (51,7 %) и 135 (39,6 %)	
5	177, Ю ₁ ¹⁻¹	ПГИ: интервал перфорации мощностью 0,8 м принимает 90 % воды	запланировать ОПЗ по выравниванию профиля приёмистости
		преимущественная фильтрация к скважине № 138 (51,7 %)	
6	196, Ю ₁ ¹⁻²	ПГИ: интервал перфорации мощностью 0,4 м принимает 100 % воды	возможна фильтрация закачиваемой воды за контур пласта
		преимущественная фильтрация к скважинам №№ 194 (54,8 %) и 175 (25,6 %)	
7	205, Ю ₁ ¹⁻²	преимущественная фильтрация к скважинам №№ 170 (38,3 %) и 198 (35,6 %)	произвести ПГИ

На рисунках 1 и 2 приведены фрагменты карт распределения проницаемости скважин рассматриваемого месторождения.

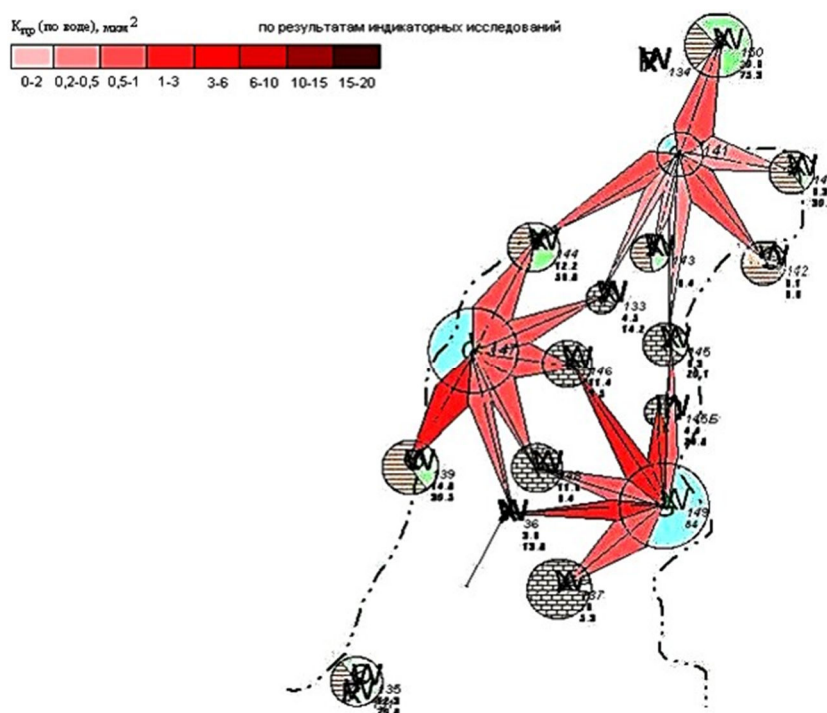


Рисунок 1 – Фрагмент карты распределения проницаемостискважин № 141, 147 и 149 (пласт Ю₁¹⁻²)

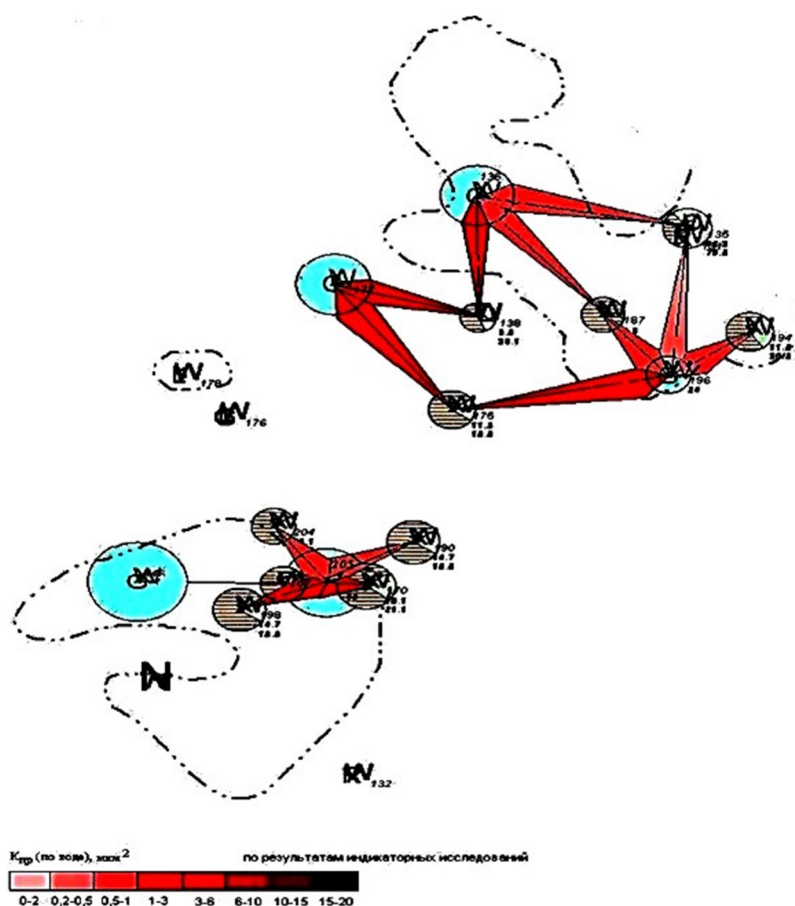


Рисунок 2 – Фрагмент карты распределения проницаемости скважин № 136, 177, 196 и 204 (пласт Ю₁¹⁻²)

Характеристика текущего состояния разработки месторождения

Разработка месторождения осуществляется с 2015 года. Сложные климатические условия и большие глубины залегания, наличие газовой шапки и обширные водонефтяные зоны, а также крайне низкая проницаемость приводят к тому, что разработка рассматриваемых отложений весьма затруднительна. Добыча нефти на данный момент ведётся только механизированным способом при помощи ЭЦН. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
1	2	3
Фонд добывающих скважин	Пробурено	33
	Возвращено с других горизонтов	–
	Всего	33
	В том числе:	
	действующие	10
	из них: ФОН	–
	ЭЦН	10
	ФОН	–
	газлифт	–
	бездействующие	19
в освоении после бурения	–	
в консервации	–	
пьезометрические	1	
переведены под закачку	–	
переведены на другие горизонты	–	
в ожидании ликвидации	–	
ликвидированные	3	

Окончание таблицы 2

1	2	3
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	11
	Возвращено с других горизонтов	–
	Всего	11
	В том числе:	
	под закачкой	4
	бездействующие	6
	в освоении	–
	в консервации	–
Фонд специальных скважин	наблюдательные / пьезометрические	1
	в отработке на нефть	–
	переведены на другие горизонты	–
	в ожидании ликвидации	–
	ликвидированные	–
	Пробурено	1
Фонд специальных скважин	Переведено из нагнетательного фонда	–
	Всего:	1
	в том числе:	
	водозаборные	1

По состоянию на 01.01.2023 г. на месторождении пробурено 45 скважин, из них действующих – 14 (в т.ч. 10 добывающих и 4 нагнетательные); 25 бездействующих (из них 19 добывающих и 6 нагнетательных); 1 водозаборная; 2 пьезометрические; 3 – ликвидированы.

По состоянию на 01.01.2023 г. состояние реализации проектного фонда скважин следующее: пробурено 29 добывающих скважин, 10 нагнетательных, 1 водозаборная, 2 пьезометрических и 3 скважины ликвидированы. Таким образом, проектный фонд скважин реализован на 54 %.

Динамика добывающего и нагнетательного фонда скважин, коэффициентов использования и эксплуатации по месторождению приведена на рисунке 3.

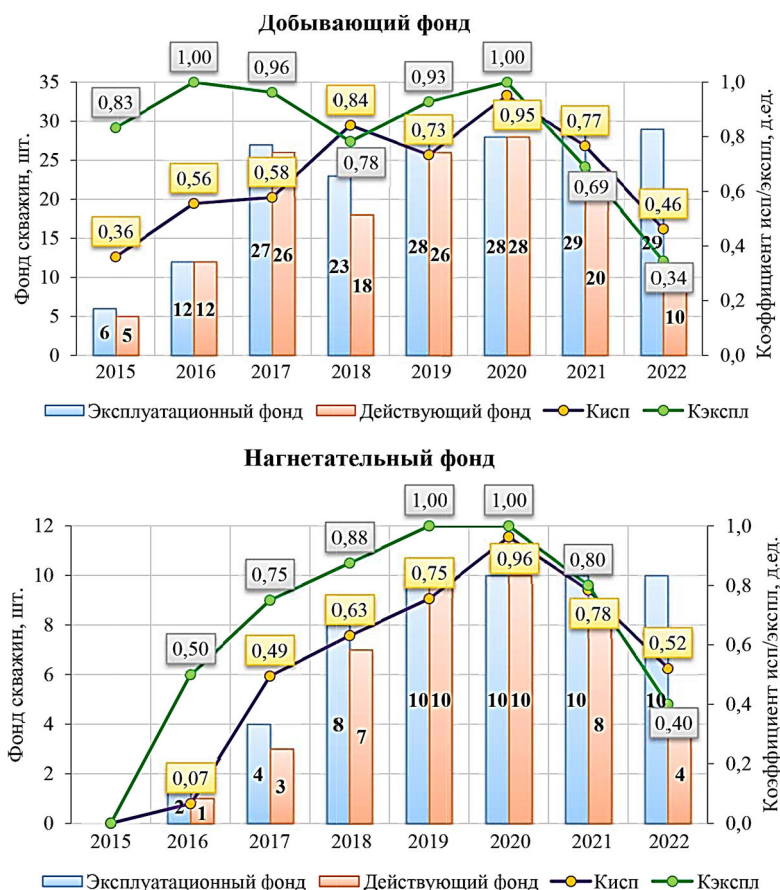


Рисунок 3 – Динамика добывающего фонда скважин, коэффициентов использования и эксплуатации

Максимальные уровни действующего фонда, коэффициента использования и коэффициента эксплуатации добывающего и нагнетательного фондов достигаются в 2020 году. Коэффициент использования и эксплуатации фонда добывающих скважин в 2022 году равен 0,46 и 0,34 доли ед., нагнетательных – 0,52 и 0,40 доли ед. соответственно. Малое значение коэффициента эксплуатации обуславливается большим количеством бездействующего фонда скважин (25 единиц, из которых 19 добывающих и 6 нагнетательных). Столь стремительное падение действующего фонда после 2020 года связано с принятием закона об использовании попутного нефтяного газа на уровне 95 %. Прорывы газа из газовой шапки на севере месторождения привели к увеличению добычи газа и невозможности его полного использования. Скважины с высоким газовым фактором пришлось отключить.

Поскольку расположенные на севере в районе газовой шапки остановленные скважины характеризовались максимальными дебитами и продуктивностью, среднесуточный дебит нефти и жидкости и обводнённость механизированных скважин составил всего 9,3, 13,1 тонн/сут. и 29 % соответственно (табл. 3).

Таблица 3 – Распределение накопленной добычи нефти и воды по способам эксплуатации на 01.01.2023 г.

Способ эксплуатации	Кол-во скважин	Добыча, тыс. тонн		Кол-во рабочих дней	Обводнённость, %	Дебиты, тонн/сут.	
		нефть	вода			нефть	вода
ФОН	17	181,8	28,6	13614	13,6	13,4	2,1
ЭЦН	12	247,8	147,1	32616	37,3	7,6	4,5
Месторождение		429,6	175,7	46230	29,0	9,3	3,8

Распределение добывающего и нагнетательного фонда скважин по состоянию на 01.01.2023 г. представлено на рисунках 4 и 5.

Действующий добывающий фонд составляет 10 единиц. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и жидкости представлено на рисунке 6.

Согласно анализу промысловых данных, текущий дебит скважин по нефти изменяется в диапазоне от 9,3 тонн/сут. до 53,9 тонн/сут., по жидкости – от 23,9 тонн/сут. до 120,4 тонн/сут. Средний дебит по нефти 5,8 тонн/сут., по жидкости – 10,8 тонн/сут. Скважины эксплуатируются с обводнённостью продукции 46,5 % (рис. 7).

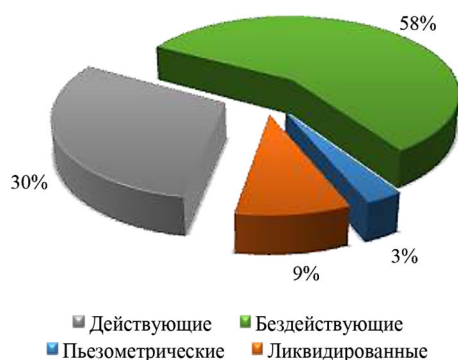


Рисунок 4 – Структура фонда добывающих скважин

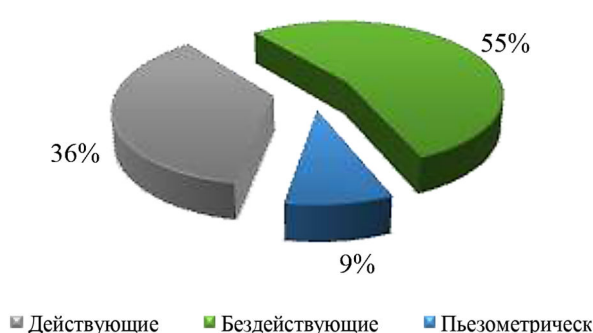


Рисунок 5 – Структура фонда нагнетательных скважин

Разработка месторождения осуществляется с 2015 года, за это время в эксплуатации перебивали 29 скважин. Накопленная добыча нефти на дату анализа составила 429,6 тыс. тонн, добыча жидкости – 605,3 тыс. тонн, добыча попутного газа – 9,6 млн м³, газа. По состоянию на 01.01.2023 г. накопленная закачка воды составила 824 тыс. м³, при этом накопленная компенсация составила 141 %. Всего под закачкой с начала разработки перебивали 10 скважин. Средняя накопленная закачка на одну скважину составляет 82,4 тыс. м³.

Основные технологические показатели разработки приведены в таблице 4, динамика показателей разработки – на рисунках 8 и 9.

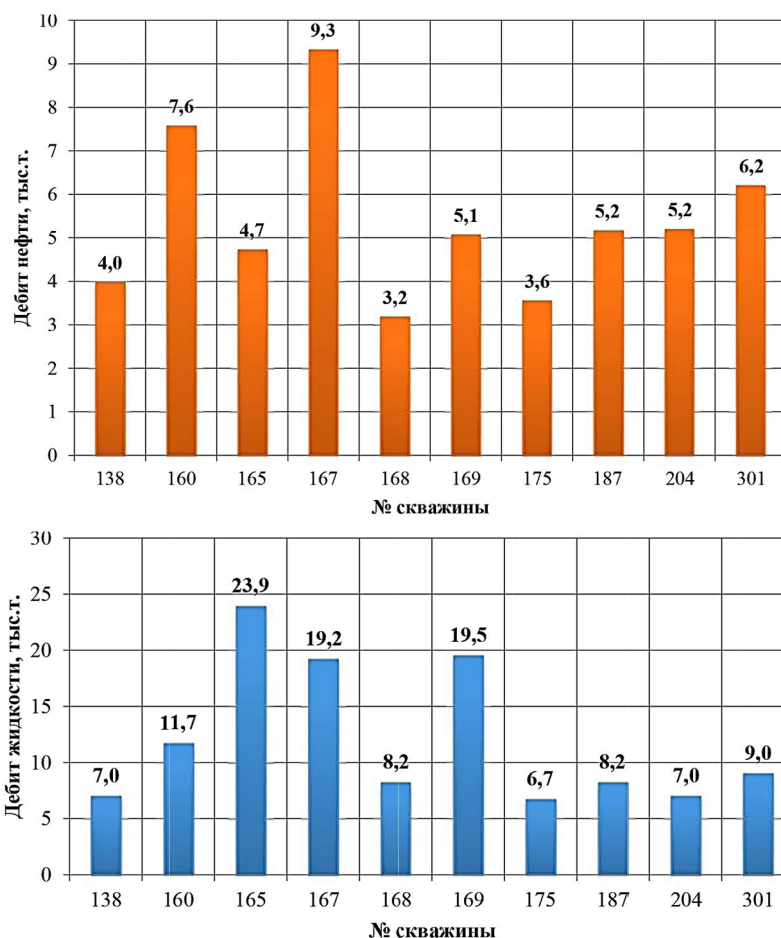


Рисунок 6 – Распределение действующего фонда скважин по дебитам нефти и жидкости (объект Ю₁¹⁻³)

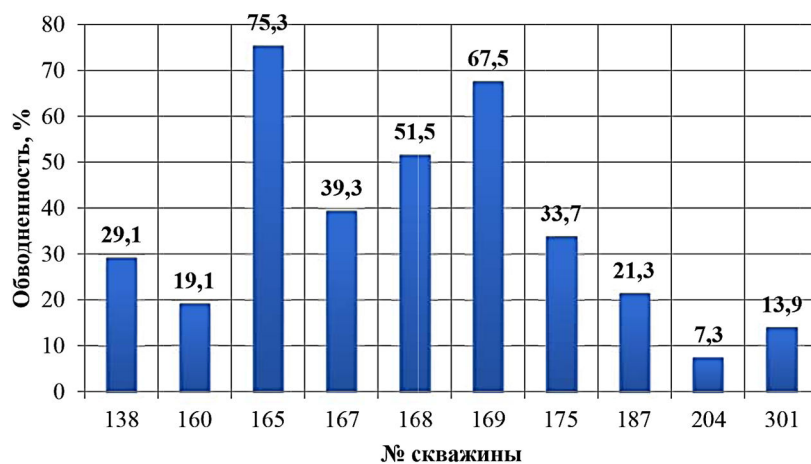


Рисунок 7 – Распределение действующего фонда скважин по обводнённости (объект Ю₁¹⁻³)

С 2016 года организована закачка воды в пласт. Анализ динамики свидетельствует, что максимальный объём закачки воды составил 207 тыс. м³ и был обеспечен в 2020 году. Компенсация отборов жидкости с 2019 года превысила 100 %, а к концу 2021 года достигла максимального значения 142 % (рис. 8). При этом приёмистость нагнетательных скважин составляла 50–150 м³/сут. В результате обводнённость продукции за период разработки составила 47 %.

В период 2020–2022 гг. большая часть нагнетательных скважин северной части месторождения остановлена за отсутствием работающих добывающих скважин, что позволило значительно снизить объёмы закачки. Соответственно, коэффициент использования фонда снизился до 0,46 доли ед.

Таблица 4 – Основные технологические показатели разработки объекта Ю₁¹⁻³

Дата	Дебит нефти, тонн/сут.	Дебит жидкости, тонн/сут.	Приёмистость, м ³ /сут.	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча жидкости, тыс. тонн	Заканка воды, тыс. м ³	Обводнённость, %	Число работающих добывающих скважин, ед.	Число работающих нагнетательных скважин, ед.
2015	19,2	23,9	–	15,2	18,9	–	19,6	3	0
2016	20,0	24,0	152,4	48,7	58,5	7,3	16,8	11	1
2017	14,2	17,4	91,2	81,2	99,4	65,9	18,3	23	3
2018	9,7	12,6	64,3	68,8	89,3	118,4	23,0	17	7
2019	8,9	12,1	61,2	66,4	90,9	168,7	27,0	25	10
2020	7,3	11,6	58,9	71,2	113,1	207,2	37,0	26	10
2021	6,2	10,2	55,9	50,0	82,5	160,0	39,4	19	8
2022	5,8	10,8	50,8	28,2	52,7	96,5	46,5	10	4

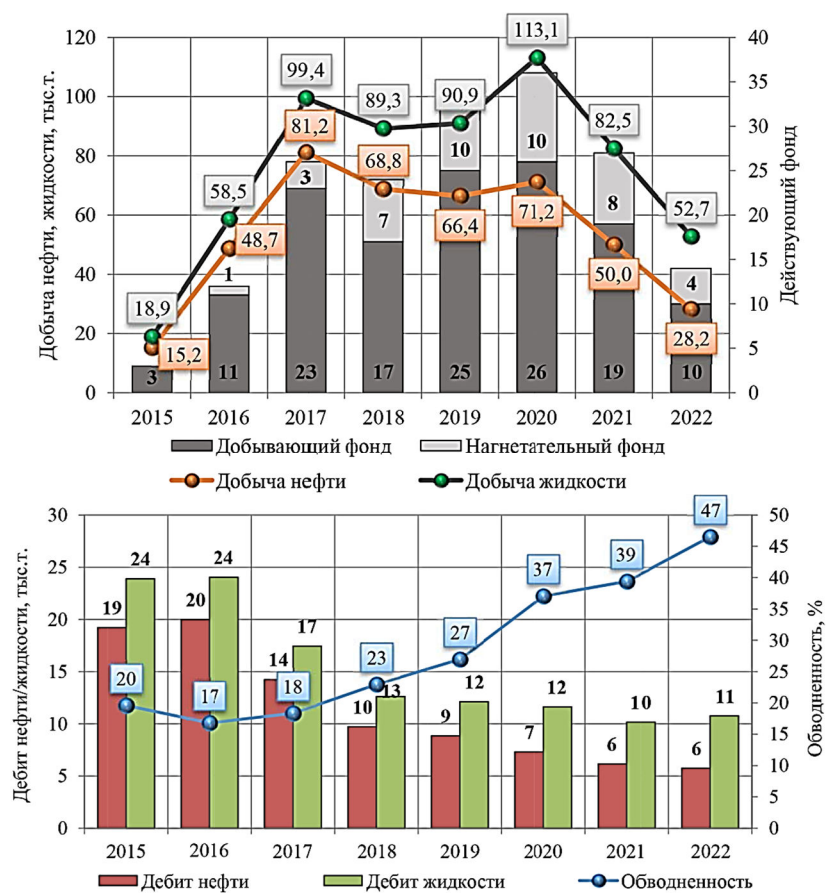


Рисунок 8 – Динамика основных технологических показателей разработки (объект Ю₁¹⁻³)

В период 2018–2022 гг. динамика средних дебитов нефти и жидкости аналогична динамике добычи, дебиты нефти и жидкости снижаются.

Темпы роста обводнённости скважин незначительны. Благоприятная ситуация с обводнённостью, даже несмотря на то, что большинство действующих скважин расположено в ВНЗ и проведено ГРП, обусловлена геологическими и технологическими причинами: низкая вязкость нефти по сравнению с водой (0,2 мД по нефти и 0,4 мД по воде), высокая расчленённость и доля неконтактных с водой запасов нефти (12 и 88 % соответственно), привели к нивелированию влияния негативных процессов, связанных с прорывами воды.

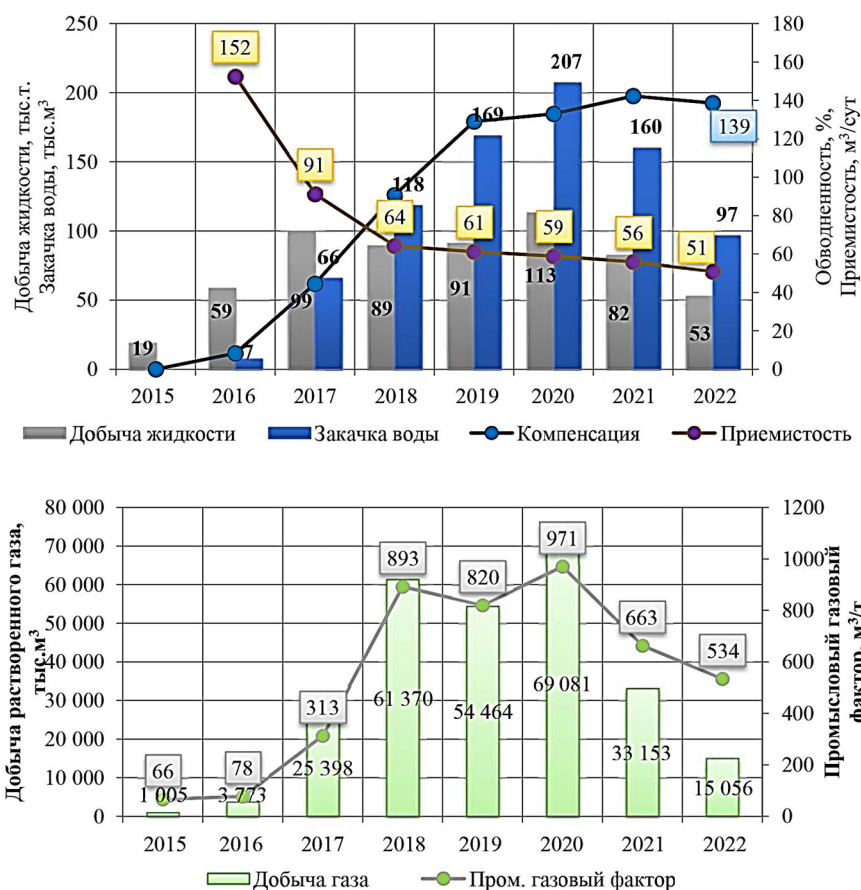


Рисунок 9 – Динамика основных технологических показателей разработки (объект Ю₁¹⁻³)

Как уже отмечалось, проведённые промыслово-геофизические исследования на всём фонде нагнетательных скважин свидетельствуют об уходе закачки в проектные интервалы пласта. Тем не менее, пластовое давление в зоне отбора стремительно снижается. Связан этот факт с тем, что трещина ГРП проникает в зону пласта с пониженным насыщением. Таким образом, закачиваемая вода по трещине ГРП может уходить в непроектный интервал. В тоже время, учитывая неблагоприятные ФЕС, отказаться от ГРП невозможно и данный негативный факт приходится нивелировать увеличением закачки и компенсации.

Анализ структуры фонда скважин и текущих показателей разработки рассматриваемого месторождения по состоянию на 01.01.2023 г. позволяет сделать следующие выводы:

- эксплуатационный фонд составляет 45 единиц: из них только 14 скважин действующие (добывающий фонд – 10 единиц, под закачкой 4 скважины);
- половина добывающих скважин (40 %) работает с низкими дебитами по нефти (до 5 тонн/сут.);
- текущие коэффициенты использования по добывающему и нагнетательному фонду составляют 0,52 и 0,46 доли ед. соответственно;
- действующий фонд добывающих скважин в 2022 году эксплуатируется только механизированным способом (с помощью установок ЭЦН);
- накопленные показатели по месторождению на 01.01.2023 г. составляют 429,6 тыс. тонн нефти, 605,3 тыс. тонн жидкости, 6400,7 тыс. м³ растворённого газа, 7149,4 тыс. м³ свободного газа;
- рост газового фактора в 2020 году, связанный с прорывами газа из газовой шапки в северной части месторождения, предопределил необходимость отключения загазованных высокодебитных скважин до ввода мощностей по использованию и монетизации попутного нефтяного газа;
- проведение ГРП как в наклонно-направленных, так и в горизонтальных скважинах не приводит к прогрессирующему росту обводнения, что позволяет рекомендо-

вать ГРП (в различных модификациях) в качестве основного инструмента вовлечения запасов в разработку.

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки

В 2018 году проектным документом предполагалось бурение одной эксплуатационной скважины, по факту скважина не пробурена, действующий фонд добывающих скважин на 4 скважины меньше проектной величины (проект – 22, факт – 18), действующий фонд нагнетательных скважин меньше проектной величины на 1 скважину (проект – 8, факт – 7). Средний дебит жидкости по действующим скважинам составил 12,6 тонн/сут., что на 9,3 тонн/сут. ниже проектного значения (21,9 тонн/сут.). Выше проектного значения оказалась обводнённость продукции действующего фонда скважин (проект – 15,8 %, факт – 23 %).

Немного превышены проектные годовые уровни добычи нефти 60,1 тыс. тонн и жидкости 71,4 тыс. тонн, по факту было получено 68,8 тыс. тонн и 89,3 тыс. тонн соответственно. В 2018 году 7 нагнетательных скважин закачали 118,4 тыс. м³, что в 2 раза больше проектного значения (проект – 56,4 тыс. м³), со средней приёмистостью 64,3 м³/сут. (проект – 45,4 м³/сут.).

Расхождение фактических и проектных уровней добычи нефти по месторождению за 2018 год находится в допустимых пределах.

В 2019 году предполагалось бурение 5 добывающих скважин, по факту пробурено на 1 добывающую скважину больше. Действующий фонд нагнетательных скважин меньше проектной на 3 единицы (проект – 13, факт – 10). Средний дебит действующих скважин по жидкости составил 12,1 тонн/сут., что на 19,1 тонн/сут. ниже проектного значения (31,2 тонн/сут.). Обводнённость продукции действующего фонда скважин выше проектной (проект – 19,4 %, факт – 27,0 %).

Проектные показатели по добыче нефти и жидкости не достигнуты. По проекту добыча нефти 168,3 тыс. тонн и добыча жидкости 208,8 тыс. тонн. По факту добыча нефти составила 66,4 тыс. тонн, добыча жидкости 90,9 тыс. тонн. Закачка воды составила 168,7 тыс. м³, что в 1,5 раза меньше проектной – 244,2 тыс. м³.

В 2020 году планировалось бурение 10 добывающих скважин, по факту были введены в разработку 2 скважины из числа разведочного бурения. Действующий фонд нагнетательных скважин меньше проектных на 8 единиц (проект – 18, факт – 10). Средний дебит действующих скважин по жидкости составил 12,1 тонн/сут., что на 21,7 тонн/сут. ниже проектного значения (33,8 тонн/сут.). Обводнённость продукции действующего фонда скважин выше проектной (проект – 37,0 %, факт – 23,0 %).

2021 год характеризуется отрицательными изменениями в динамике добычи нефти, сопровождающиеся уменьшением уровня, добыча нефти в сравнении с фактическим (добыча нефти по факту составила 50 тыс. тонн, по проекту – 79,3 тыс. тонн). Уровень достигнутой добычи жидкости 82,5 тыс. тонн ниже проектного на 29 % (115,8 тыс. тонн) при фактической обводнённости продукции добывающих скважин 39,4 %, практически соответствующей проектной 31,5 %. В то же время действующий фонд добывающих скважин (28 скважин) значительно отстаёт от проектного значения (40 скважин).

Недостижение проектных показателей по добыче и дебитам нефти в следующем 2022 году становится более существенным при фактическом значении 28,2 тыс. тонн, 5,8 тонн/сут. и проектном 102,8 тыс. тонн, 10,0 тонн/сут. Соответственно. Добыча и дебиты жидкости аналогично добыче и дебитам нефти – превышают фактические показатели на 65 и 26 % соответственно, при фактическом уровне добычи жидкости 52,7 тыс. тонн и дебитах жидкости 10,8 тонн/сут., в то время как проектные показатели составляют 150,3 тыс. тонн и 14,6 тонн/сут. Причины данного расхождения уже были описаны, и заключаются исключительно в остановке высокодебитного фонда в северной части месторождения.

Обводнённость продукции добывающих скважин превышает проектную (факт – 46,5 %; проект – 31,6 %). Действующий фонд и добывающих, и нагнетательных скважин в 3 раза меньше проектного (факт – 10 добывающих и 4 нагнетательных; проект – 33 добывающие и 13 нагнетательных).

С начала разработки на месторождении добыто 429,6 тыс. тонн нефти, жидкости – 605,4 тыс. тонн. Коэффициент извлечения нефти составил 0,023. Текущая обводнённость продукции составляет 46,5 %. Сравнение проектных и фактических показателей пласта Ю₁¹⁻³ представлено на рисунке 10.

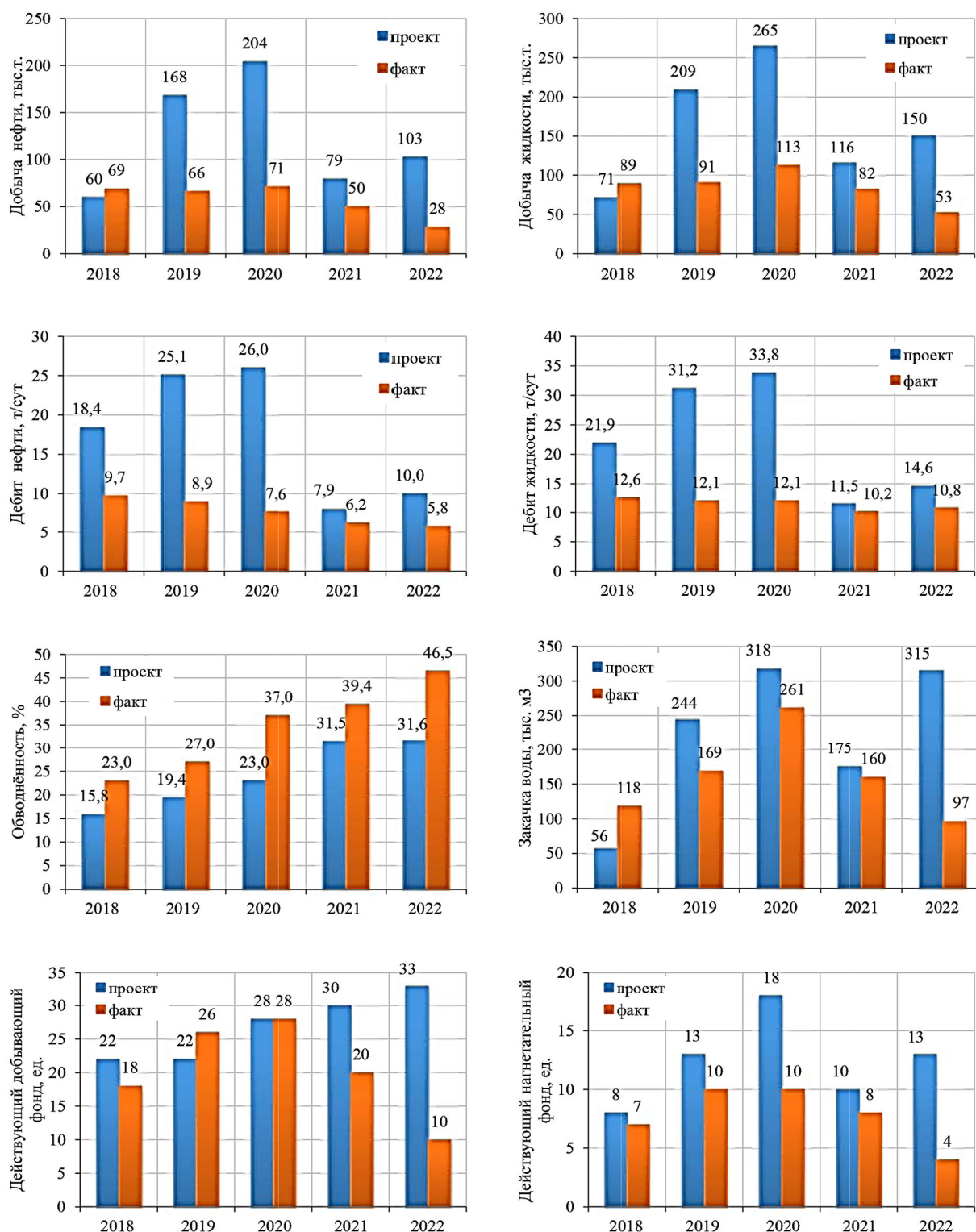


Рисунок 10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки (объект Ю₁¹⁻³)

Анализ выработки запасов нефти

На начало 2023 года в целом по объекту извлечено 7,1 % начальных извлекаемых запасов при средней обводнённости 46,5 %. Темп отбора в 2022 году составил 0,5 %. Текущий КИН – 0,023 при проектном 0,320.

На сегодняшний день для достижения проектной величины КИН необходимо отобрать 5646,4 тыс. тонн нефти, что составляет 92,9 % от общего объёма извлекаемых запасов месторождения; 90 % объёма остаточных запасов – это запасы, отнесённые к категории С1.

Фактическая накопленная добыча нефти и ТИЗ на одну скважину действующего добывающего фонда составляют 43,0 тыс. тонн и 564,6 тыс. тонн соответственно.

Накопленный ВНФ на дату анализа составляет 0,4. Зависимость накопленных отборов нефти от отборов воды приведена на рисунке 11.

Состояние выработки запасов объекта $Ю_1^{1-3}$ приведено в таблице 5.

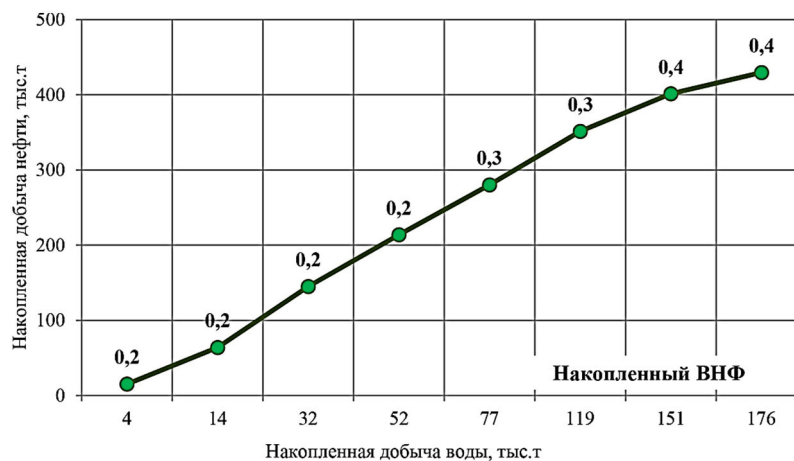


Рисунок 11 – Накопленный ВНФ (объект $Ю_1^{1-3}$)

Таблица 5 – Состояние выработки запасов объекта $Ю_1^{1-3}$

№ n/n	Показатели	$Ю_1^{1-3}$
Запасы нефти и КИН, числящиеся на государственном балансе (категория В + С₁)		
1	Геологические запасы нефти, тыс. тонн	19369
2	Извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн	6198
3	КИН, доли ед.	0,320
4	Начальная нефтенасыщенная толщина, м	10,5
Накопленные показатели разработки на 01.01.2023 г.		
5	Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	430
6	Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	605
7	Накопленная добыча растворённого газа, млн м ³	6401
8	Накопленная закачка воды, тыс. м ³	824
9	Накопленный ВНФ, доли ед.	0,4
10	Накопленная компенсация, %	41
11	КИН текущий, доли ед.	0,023
12	ТИЗ, тыс. тонн	5768
13	Отбор от НИЗ, %	6,9
Показатели за 2022 год		
14	Добыча нефти, тыс. тонн	28,2
15	Добыча жидкости, тыс. тонн	52,7
16	Обводнённость, %	46,5
17	Средний дебит нефти, тонн/сут.	5,8
18	Средний дебит жидкости, тонн/сут.	10,8
19	Закачка воды, тыс. м ³	96,5
20	Приёмистость, м ³ /сут.	50,8
21	Компенсация отборов, %	79,0
22	Темп отбора от НИЗ, %	0,5
23	Темп отбора от ТИЗ, %	0,5
24	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	29
25	в т.ч. действующий, ед.	10
26	Фонд добывающих скважин, перебивавших в эксплуатации, ед.	29
27	Накопленная добыча нефти на 1 скважину, тыс. тонн	14,8
28	Кратность извлекаемых запасов нефти, лет	205
29	ТИЗ на одну действующую добывающую скважину, тыс. тонн	576,8

Оценка возможности внедрения различных методов воздействия на пласт

На рассматриваемом месторождении наибольшую эффективность среди методов интенсификации добычи имеет метод гидравлического разрыва пласта. Работы по ГРП на месторождении проведены в 38 из 45 скважинах, 11 из которых нагнетательные. ГРП проводится на регулярной основе на протяжении всего срока разработки месторождения, за исключением 2022 года. Большинство выполненного объёма ГРП проведено в скважинах, расположенных в водонефтяной зоне (72 %). В 10 скважинах проведён повторный гидроразрыв пласта. В 37 скважинах ГРП проводился перед запуском скважины в эксплуатацию.

Для условий объекта Ю₁¹⁻³ рассмотрена возможность применения следующих методов увеличения нефтеотдачи пласта:

- 1) физико-химические;
- 2) газовые;
- 3) тепловые;
- 4) механические (гидравлический разрыв пласта).

В качестве критериев применимости методов рассмотрены геолого-физические параметры и особенности коллектора, технологические и материально-технические методы.

Физико-химические методы воздействия

Закачка водных растворов ПАВ и их композиций

Заводнение с использованием низкоконцентрированных водных растворов поверхностно-активных веществ (0,05–0,1 % масс.) приводит к увеличению нефтеотдачи вследствие уменьшения межфазного натяжения между водой и нефтью и улучшения нефтевытесняющей способности закачиваемой воды. Исследования, проведённые институтами СибНИИНП и ТатНИПИнефть по доотмыву остаточной нефти из заводнённых пластов, показали, что применение водных растворов ПАВ при данных концентрациях способствует увеличению коэффициента вытеснения на 2–3 %, снижению поверхностного натяжения между водой и нефтью от 35–45 до 7,0–7,8 мН/м, снижению набухаемости глин в 1,1–2,0 раза, а также повышению фазовой проницаемости по нефти на 40–80 %.

При высокой концентрации ПАВ механизм действия заключается в изоляции водопромытых интервалов за счёт создания стойкой водонефтяной эмульсии и образования отдельной фазы (эффект высаливания ПАВ вследствие теплового воздействия). Кроме того, образующаяся эмульсия и отдельная фаза обладают повышенным фильтрационным сопротивлением, что приводит к снижению скорости фильтрации флюидов в высокопроницаемых (водопромытых) интервалах и перераспределению фильтрационных потоков.

Щелочное заводнение

Основано на взаимодействии щелочи с пластовыми флюидами и породой, в результате чего в пласте образуются стойкие водонефтяные эмульсии и малорастворимые осадки, что способствует изменению параметра подвижности и выравниванию фронта вытеснения. Водные растворы щелочей способны снижать поверхностное натяжение на границе с нефтью, содержащей природные поверхностно-активные вещества и нафтеновые кислоты. При этом существенно улучшаются моющие и нефтевытесняющие свойства воды. Щелочные воды способствуют повышению коэффициента охвата пласта заводнением.

Мицеллярное заводнение

При закачке в пласт мицеллярных растворов происходит вытеснение нефти при смешивающемся и несмешивающемся режимах. Обычно мицеллярный раствор используется в форме оторочек. При заводнении пластов с оторочкой мицеллярного раствора происходит увеличение коэффициента вытеснения и охвата. Недостатками данного метода являются большой расход дорогих химических реагентов, основная часть которых приходится на период создания мицеллярной оторочки, невозможность использования воды, которая отделяется от продукции добывающих скважин для обратной закачки в нагнетательные скважины, а также чувствительность к плотности сетки (с увеличением расстояния вероятность разрушения закачиваемой оторочки возрастает).

Кислотное заводнение

Включает в себя такие методы, как закачка растворов и композиций серной кислоты, закачка солянокислотных растворов. Метод кислотного воздействия основан на

реагировании водного раствора кислот с минералами, образующими породу коллектора, и привнесёнными твёрдыми минеральными веществами, блокирующими призабойную зону. Целью кислотной обработки матрицы является улучшение продуктивности, уменьшение величины скин-фактора в коллекторе путём растворения «загрязнений» пласта или создание новых приточных каналов в пределах от нескольких сантиметров до 1-2 метров вокруг ствола скважины. Это достигается путём закачивания рабочей жидкости при относительно низком давлении, чтобы избежать разрыва пласта. Применение кислотного заводнения сдерживается жёсткими требованиями к надёжности крепления и оборудования скважин, а также к охране труда при производстве работ.

Газовые методы

По совокупности свойств залежи нефти с низкопроницаемыми коллекторами являются потенциальными объектами под газовое воздействие, т.е. закачку в пласт различных газообразных агентов – углеводородного газа, азота, дымовых газов, в том числе в комбинации с водой и химреактивами. В таком случае возможно применение следующих видов технологий.

Закачка диоксида углерода

Данный метод повышения нефтеотдачи характеризуется большими объёмами подачи реагента в пласт. При технологии непрерывной закачки CO₂ или при создании оторочек темп подачи реагента в пласт в 1000–2000 раз выше, чем при закачке ПАВ или полимера. Реагент обладает невысокой отпускной ценой, т.к. является побочным продуктом основного производства или отходами производства, транспортабелен по трубопроводам, т.к. имеет низкую вязкость, широкий круг поставщиков и источников CO₂, как естественных, так и промышленных. Реагент может быть отделён от добываемой продукции и регенерирован для обратной закачки в пласт. Качество добываемых углеводородов не подвергается необратимому ухудшению, при использовании CO₂ в промышленных процессах не возникают новые требования по охране труда и окружающей среды.

Диоксид углерода обладает нефтевытесняющими свойствами, благодаря его способности:

- 1) хорошо растворяться в нефти и в пластовой воде, уменьшать вязкость нефти и повышать вязкость воды при растворении в них;
- 2) снижать межфазное натяжение на границе «нефть – вода», тем самым улучшает смачиваемость породы водой при растворении в нефти и воде;
- 3) увеличивать проницаемость отдельных типов коллекторов в результате химического взаимодействия.

Существенными недостатками данного метода являются проблемы с транспортировкой диоксида углерода при отсутствии трубопровода. Кроме того, чистый CO₂ без влаги не опасен в отношении коррозии, но при чередовании с водой становится коррозионно-активным, а вследствие большого поглощения пластом потери достигают до 75 % от общего объёма закачки.

Тепловые методы

Закачка в пласт горячей воды или водяного пара снижает вязкость воды и нефти, причём вязкость нефти уменьшается значительно по сравнению с вязкостью воды. Вследствие этого подвижность нефти увеличивается, что приводит к росту нефтеотдачи пласта.

При использовании метода внутрислоевого горения в качестве окислителя применяют воздух. Исследования показали, что при развитии процесса внутрислоевого горения в пористой среде пласта сгорает в основном тяжёлый остаток нефти, так как более лёгкие фракции нефти испаряются перед областью горения вследствие повышенной температуры и переносятся потоком газов по направлению к добывающим скважинам.

Гидравлический разрыв пласта

Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин и увеличения темпов отбора нефти является гидравлический разрыв пласта. ГРП характеризуется как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается вдоль плоскости, расположенной перпендикулярно направлению минимальных напряжений, благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передаётся энергия, необходимая для разрыва, называются *жидкостями разрыва*. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивает

ся, возникает её связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости. Это приводит к расширению области пласта, дренируемой скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

Проведение ГРП преследует две главные цели:

- 1) повышение продуктивности пласта путём увеличения эффективного радиуса дренирования скважины;
- 2) создание высокопроницаемого канала притока в повреждённой призабойной зоне.

В итоге кратно повышается дебит добывающих или приёмистость нагнетательных скважин за счёт снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счёт выработки слабодренируемых зон и пропластков.

Наиболее высокая эффективность этого метода может быть достигнута при проектировании ГРП как элемента системы разработки с учётом системы размещения скважин и оценкой их взаимовлияния при различных сочетаниях обработки добывающих и нагнетательных скважин. Эффект от проведения ГРП неодинаково проявляется в работе отдельных скважин, поэтому необходимо рассматривать не только прирост дебита каждой скважины вследствие гидроразрыва, но и влияние взаимного расположения скважин, распределение неоднородности пласта и др. Таким образом, необходим систематический надзор за внедрением ГРП, что позволит принимать оперативные меры для повышения его эффективности.

Проектирование данной операции должно учитывать геологические условия каждой скважины, на которой планируется ГРП. Соответственно по каждой скважине необходимо оптимизировать параметры трещины с физической и экономической точки зрения.

Обоснование применения методов повышения извлечения и интенсификации добычи углеводородов

Заводнение пластов

Наиболее эффективным и широко распространённым методом воздействия на залежь с целью поддержания энергетического баланса и увеличения нефтеотдачи является заводнение нефтяных пластов. Преимущества метода заключаются в относительной простоте осуществления процесса, доступности рабочего агента и его высокой вытесняющей способности.

Для воздействия на объект $Ю_1^{1-3}$ выбрано искусственное заводнение пласта, в качестве базового рабочего агента для воздействия – воды апт-альб-сеноманского комплекса.

Гидроразрыв пласта

Гидроразрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее действенных методов интенсификации добычи и увеличения выработки запасов. Существует много модификаций технологии ГРП, различающихся объёмами, концентрациями и темпами закачки технологических жидкостей и проппанта. Выбор модификации зависит от геолого-физических характеристик пласта и поставленной цели.

Учитывая значительную долю воды при эксплуатации месторождения (обводнённость на 01.01.2023 г. – 48,8 %) и долю ВНЗ (90 %), применение гидравлического разрыва пласта в данных условиях следует проводить с привлечением сервисных фирм, специализирующихся на применении той или иной технологии. Для интенсификации добычи нефти на рассматриваемом месторождении ГРП проводились как на добывающих, так и на нагнетательных скважинах в период отработки на нефть.

Работы по ГРП на месторождении проведены в 38 скважинах, 11 из которых нагнетательные. В 37 скважинах ГРП проведён перед вводом в эксплуатацию. Также проведены 10 повторных ГРП. В одной скважине работы по проведению ГРП были перенесены на следующую партию ввиду отсутствия гидродинамической связи пласта со скважиной (плохая перфорация).

При проведении ГРП на скважинах закачанный объём проппанта меняется от 10 до 150 тонн, что указывает на различие параметров полученных трещин. На текущий момент отсутствие специальных исследований по определению фильтрационных характеристик скважин (до и после ГРП) не позволяет провести корректное сравнение

динамики гидродинамических параметров. Поэтому оценка эффективности ГРП сделана, исходя из изменения дебита жидкости и обводнённости скважин.

Учитывая данное обстоятельство, для проведения анализа эффективности ГРП все скважины были разделены на две группы. Первая группа – это скважины, в которых ГРП выполнен непосредственно перед их запуском в эксплуатацию; вторая группа – скважины, в которых гидроразрыв проводился во время их эксплуатации.

На рисунках 12 и 13 приводится сопоставление средних показателей эксплуатации по двум группам скважин. Даты начала проведения работ по ГРП по каждой скважине были совмещены и приведены к единой условной дате, после этого для каждой группы выполнена оценка средних показателей.

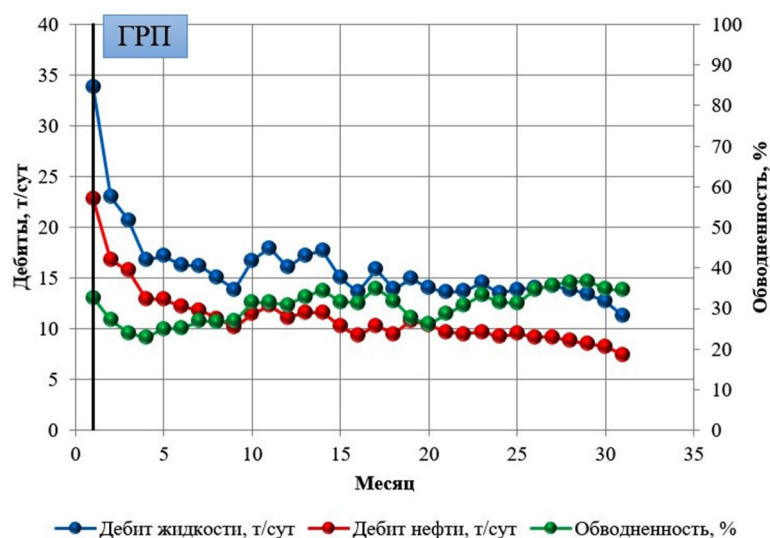


Рисунок 12 – Динамика средних дебитов и обводнённости до проведения ГРП по двум группам скважин рассматриваемого месторождения

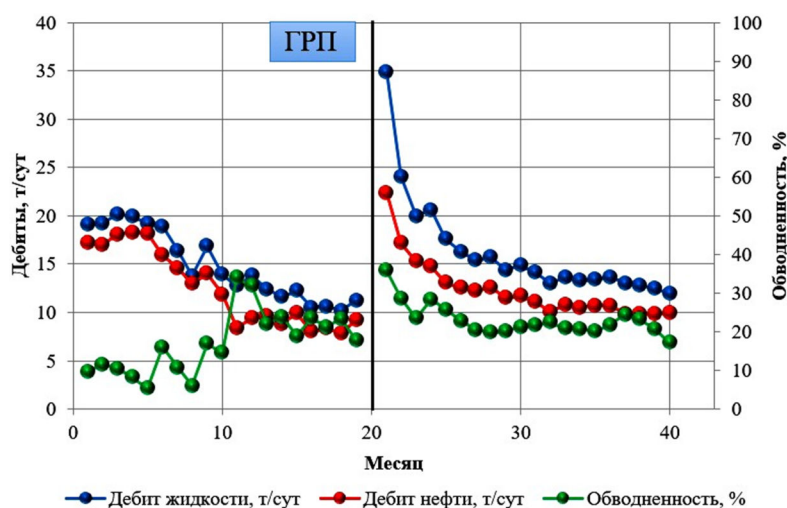


Рисунок 13 – Динамика средних дебитов и обводнённости после проведения ГРП по двум группам скважин

Судя по представленным графикам, обе группы скважин имеют примерно близкие входные параметры (дебиты, обводнённость), но разную динамику.

По первой группе скважин, в которых ГРП был выполнен перед их запуском, в течение первых 3–5 месяцев после проведения мероприятия происходит резкое снижение, далее показатели начинают стабилизироваться.

Средний входной дебит жидкости и нефти по данной группе скважин составлял, соответственно, 33,8 тонн/сут. и 22,8 тонн/сут. при обводнённости 35 %. На сегодняшний день средний дебит жидкости равен 6,3 тонн/сут., дебит нефти – 4,2 тонн/сут., ве-

личина обводнённости – 32,9 %. Снижение средней текущей обводнённости в течение первых четырёх месяцев работы свидетельствует о предполагаемой продолжительности эффекта ГРП. Точная оценка продолжительности и прироста добычи за счёт мероприятия не представляется возможным, т.к. невозможно выделить вклад ГРП в динамику добычи нефти и жидкости. В целом проведение ГРП в скважинах до их ввода в эксплуатацию можно рекомендовать как ГТМ на проектный период.

По второй группе скважин средний входной дебит жидкости составил 19,0 тонн/сут., дебит нефти – 17,2 тонн/сут. при обводнённости 19,0 %. В первые 12 месяцев после ГРП наблюдается быстрое снижение дебитов жидкости и нефти (почти в 2 раза), при этом обводнённость плавно падает. На сегодняшний день по второй группе скважин средний дебит жидкости равен 11,9 тонн/сут., дебит нефти – 9,9 тонн/сут., величина обводнённости – 17,1 %.

Рекомендуемые мероприятия по воздействия на продуктивные пласты

Для реализации достижения утверждённого коэффициента извлечения нефти рекомендуемым вариантом разработки на рассматриваемом месторождении предусмотрена комплексная программа мероприятий, включающая:

- МГРП – 11 скв./опер.;
- РИР – 18 скв./опер.;
- бурение БГС – 10 скв./опер.

Конечный коэффициент нефтеизвлечения равен 0,320. Коэффициент охвата составит 0,663. При этом за счёт геолого-технических мероприятий будет дополнительно добыто 4159 тыс. тонн нефти, что составит 67 % от общей добычи нефти.

Рекомендуются следующие основные принципиальные решения:

1) повышение эффективности существующей системы ППД и организация барьерного ряда нагнетательных скважин по периметру газовой шапки для предотвращения прорыва газа;

2) снижение депрессий на пласт при сохранении дебитов нефти. Для этой цели предполагается увеличить протяжённость горизонтальных скважин до 1500–3000 м и провести поинтервальный ГРП от 15 стадий;

3) применение новой технологии ГРП (slick water), позволяющей снизить коэффициент затухания и повысить эффективность;

4) в качестве альтернативы ГРП в подгазовой зоне предполагается бурение многозабойной скважины с длиной 1500 м и тремя боковыми ответвлениями по 150 м.

Таким образом, за проектный период разработки рассматриваемого месторождения планируется провести 49 геолого-технических мероприятий. Из приведённых данных следует, что реализация программы ГТМ позволит обеспечить достижение утверждённой величины коэффициента нефтеизвлечения – 0,320.

Заключение

1. На рассматриваемом месторождении наибольшую эффективность среди методов интенсификации добычи имеет метод гидравлического разрыва пласта. Работы по ГРП на месторождении проведены в 38 из 45 скважинах, 11 из которых нагнетательные. ГРП проводится на регулярной основе на протяжении всего срока разработки месторождения, за исключением 2022 года. Большинство выполненного объёма ГРП проведено в скважинах, расположенных в водонефтяной зоне (72 %). В 10 скважинах проведён повторный гидроразрыв пласта. В 37 скважинах ГРП проводился перед запуском скважины в эксплуатацию.

2. Для условий объекта $Ю_1^{1-3}$ рассмотрена возможность применения следующих методов увеличения нефтеотдачи пласта: физико-химические, газовые, тепловые, механические (гидравлический разрыв пласта).

3. Для реализации достижения утверждённого коэффициента извлечения нефти рекомендуемым вариантом разработки на рассматриваемом месторождении предусмотрена комплексная программа мероприятий, включающая проведение многозонных гидроразрывов пласта, выполнение ремонтно-изоляционных работ и бурение боковых горизонтальных стволов.

Согласно проведённой оценке, за счёт методов воздействия на пласт прогнозируется дополнительная добыча нефти на уровне 4159 тыс. тонн нефти, что составит 67 % от общей добычи нефти.

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, 2023. – 236 с.
2. Арутюнов Т.В. Анализ технологии проведения гидравлического разрыва пласта в условиях объекта Ю₁ Снежного месторождения / Т.В. Арутюнов, Д.А. Березовский, Г.В. Кусов // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 2(2). – С. 85–113.
3. Бадртдинов В.Р. Расчёты при гидравлическом разрыве пласта / В.Р. Бадртдинов, И.Р. Раупов // Парадигмальный характер фундаментальных и прикладных научных исследований, их генезис: сборник научных статей по итогам Национальной научно-практической конференции (29–30 марта 2019 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : ООО «Редакционно-издательский центр «Культ-Информ-Пресс», 2019. – С. 60–63.
4. Совершенствование методического подхода к планированию мероприятий по гидроразрыву пласта на нефтяных месторождениях / И.В. Буренина [и др.] // Записки Горного института. – 2019. – Т. 237. – С. 344–353.
5. Актуальные проблемы геологического изучения и вовлечения в разработку остаточных запасов нефтяного месторождения на поздней стадии / Р.Н. Бурханов [и др.] // Бурение и нефть. – 2023. – № 6. – С. 32–36.
6. Васин А.С. Повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяного месторождения методами интенсификации притока / А.С. Васин, А. Абодиаб, Д.Г. Подпригора // Актуальные проблемы нефти и газа: сборник трудов V Всероссийской молодёжной научной конференции (20–21 октября 2022 года, г. Москва). – М. : Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, 2022. – С. 19–20.
7. Гаврилова К.А. Литологические особенности и битуминология пород баженовской свиты Снежного нефтяного месторождения (Томская область) // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 130-летию со дня рождения профессора М.И. Кучина (03–07 апреля 2017 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2017. – С. 218–220.
8. Галкин В.И. Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта / В.И. Галкин, А.Н. Колтырин // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 650–659.
9. Григорьев Г.С. О применимости способа электромагнитного мониторинга гидроразрыва пласта / Г.С. Григорьев, М.В. Салищев, Н.П. Сенчина // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 492–500.
10. Жарикова Н.Х. Анализ проведения геолого-технических мероприятий на Береговом нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, Л.Г. Кусова, И.Д. Лаптинова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2022. – № 4. – С. 310–324.
11. Жарикова Н.Х. Анализ геологического строения отложений баженовской свиты Снежного нефтяного месторождения / Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 1. – С. 171–180.
12. Жарикова Н.Х. Анализ геофизических исследований скважин и нефтеносности баженовской свиты на Северном нефтегазоконденсатном месторождении / Н.Х. Жарикова, О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2023. – № 1. – С. 181–195.
13. Зиннатова И.Ф. Обоснование оптимального комплекса ГИС для изучения нефтегазоносных отложений пластов ЮВ Снежного месторождения Западной Сибири и целей подсчёта запасов / И.Ф. Зиннатова, А.Н. Мустафина; Отв. редактор С.К. Туренко // Современные технологии нефтегазовой геофизики: материалы докладов Международной научно-практической конференции (02–03 декабря 2020 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2021. – С. 137–152.
14. Иктисанов В.А. Определение оптимальной длины горизонтальных стволов скважин на двух залежах Ромашкинского месторождения / В.А. Иктисанов, Д.Г. Яраханова // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 65–67.
15. Опыт проведения гидроразрыва пласта с использованием пенных систем на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / А.П. Кондаков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 36–39.

16. Математическая модель линейного и нелинейного повышения концентрации проппанта при проведении ГРП – решение для последовательной закачки ряда типов проппанта / А.В. Кочетков [и др.] // Записки Горного института. – 2022. – Т. 254. – С. 210–216.
17. Курамшин Р.М. Обобщение опыта разработки горизонтальными скважинами залежей нефти месторождений Западной Сибири / Р.М. Курамшин, Я.В. Рожена, В.А. Величкова // Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 2. – С. 19–27.
18. Мардашов Д.В., Рогачёв М.К., Максютин А.В. Глушение и стимуляция нефтяных скважин путём направленного регулирования фильтрационных свойств призабойной зоны // Наука и ТЭК. – 2011. – № 2. – С. 57–60.
19. Трассерные исследования межскважинного пространства / И.О. Орлова [и др.] // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2-2. – С. 67–69.
20. Подопригра Д.Г., Сабукевич В.С. Обоснование выбора методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока на шельфовом нефтяном месторождении восточной части Печорского моря // Вестник евразийской науки. – 2021. – Т. 13. – № 3. – URL : <https://esj.today/PDF/04NZVN321.pdf>
21. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) / О.В. Савенок [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2018. – № 4. – С. 59–65.
22. Сун Д.В. Технологии гидроразрыва пласта, снижающие риск водопроявлений / Д.В. Сун, Д.С. Тананыхин // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и учёных (20 апреля 2017 года, г. Нижневартовск). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2017. – С. 226–231.
23. Фахретдинов Р.Н. Результаты применения гидроразрыва пласта для разработки южной лицензионной территории Приобского нефтяного месторождения / Р.Н. Фахретдинов, А.В. Бровчук // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 44–47.
24. Чемяков В.А. Многостадийный ГРП горизонтальных скважин на федоровском нефтяном месторождении / В.А. Чемяков, А.М. Шагиахметов // Высокие технологии и инновации в науке: сборник избранных статей Международной научной конференции (28 мая 2020 года, г. Санкт-Петербург). – СПб. : ГНИИ «Нацразвитие», 2020. – С. 228–236.
25. Разработка математических моделей управления технологическими параметрами тампонажных растворов / С.Е. Чернышов [и др.] // Записки Горного института. – 2020. – Т. 242. – С. 179–190.
26. Шороховецкий С.Е. Анализ опыта работы по спуску и установке хвостовика на скважине № 520 Снежного месторождения / Под ред. А.Ю. Дмитриева // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 120-летию со дня основания Томского политехнического университета : в 2 т. (04–08 апреля 2016 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2016. – С. 806–810.
27. Ямкин М.А. Моделирование механических свойств геологической среды для создания оптимальной трещины гидроразрыва пласта / М.А. Ямкин, Е.У. Сафиуллина // Нефтяная провинция. – 2022. – № 3(31). – С. 104–118.
28. Ямкин М.А. Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным / М.А. Ямкин, Е.У. Сафиуллина // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 3. – С. 210–217.

References

1. Gorpichenko A.N. Geological bases of oil and gas fields development : textbook / A.N. Gorpichenko, N.H. Zharikova, O.V. Savenok. – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2023. – 236 p.
2. Arutyunov T.V. Analysis of hydraulic fracturing technology in the conditions of the object Y1 of Snezhnoye oilfield / T.V. Arutyunov, D.A. Berezovsky, G.V. Kusov // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming. – 2017. – № 2(2). – P. 85–113.
3. Badrtidinov V.R. Calculations at hydraulic fracturing / V.R. Badrtidinov, I.R. Raupov // Paradigmatic nature of fundamental and applied scientific research, their genesis: a collection of scientific articles based on the results of the National Scientific and Practical Conference (March 29-30, 2019, St. Petersburg). – St. Petersburg. : LLC «Editorial and Publishing Center "Kult-Inform-Press», 2019. – P. 60–63.
4. Improvement of the methodological approach to the planning of hydraulic fracturing activities at oil fields / I.V. Burenina [et al.] // Notes of the Mining Institute. – 2019. – V. 237. – P. 344–353.
5. Actual problems of geological study and involvement in the development of residual reserves of an oil field at a late stage / R.N. Burkhanov [et al.] // Drilling and Oil. – 2023. – № 6. – P. 32–36.

6. Vasin A.S. Increasing the efficiency of development of low-permeable reservoirs of oil field by methods of inflow stimulation / A.S. Vasin, A. Abodiab, D.G. Podoprigora // Actual problems of oil and gas: Proceedings of the V All-Russian young scientific conference (October 20–21, 2022, Moscow). – M. : Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences, 2022. – P. 19-20.
7. GavriloVA K.A. Lithologic features and bituminology of rocks of the Bazhenov Formation of the Snezhnoye oil field (Tomsk region) // Problems of geology and subsoil development: Proceedings of the XXI International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 130th anniversary of Professor M.I. Kuchin (April 03-07, 2017, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2017. – P. 218–220.
8. Galkin V.I. Investigation of probabilistic models for predicting the effectiveness of propane hydraulic fracturing technology / V.I. Galkin, A.N. Koltyrin // Notes of Mining Institute. – 2020. – V. 246. – P. 650–659.
9. Grigoriev G.S. On the applicability of the electromagnetic monitoring method of hydraulic fracturing / G.S. Grigoriev, M.V. Salishchev, N.P. Senchina // Notes of Mining Institute. – 2021. – V. 250. – P. 492–500.
10. Zharikova N.H. Analysis of the geological and technical activities at the Beregovoye oil-gas-condensate field / N.H. Zharikova, L.G. Kusova, I.D. Laptinova // Science. Technics. Tekhnologii (Polytechnic bulletin). – 2022. – № 4. – P. 310–324.
11. Zharikova N.H. Analysis of the geological structure of the Bazhenov Formation sediments of the Snezhnoye oil field / N.H. Zharikova, O.V. Savenok, L.G. Kusova // Nauka. Technics. Tekhnologii (Polytechnic bulletin). – 2023. – № 1. – P. 171–180.
12. Zharikova N.H. Analysis of geophysical studies of wells and oil-bearing capacity of the Bazhenov formation at the Northern oil-and-gas-condensate field / N.H. Zharikova, O.V. Savenok, L.G. Kusova // Nauka. Technics. Tekhnologii (Polytechnic bulletin). – 2023. – № 1. – P. 181–195.
13. Zinnatova I.F. Justification of the optimal GIS complex for the study of oil and gas-bearing sediments of formations of the SE Snezhny field of Western Siberia and the purposes of calculation of reserves / I.F. Zinnatova, A.N. Mustafina; Editor-in-Chief S.K. Turenko // Modern technologies of oil and gas geophysics: proceedings of the International Scientific and Practical Conference (December 02-03, 2020, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2021. – P. 137–152.
14. Iktisanov V.A. Determination of the optimal length of horizontal wellbores at two deposits of the Romashkinskoye field / V.A. Iktisanov, D.G. Yarakhanova // Neftyanoye khozyaistvo. – 2007. – № 3. – P. 65–67.
15. Experience of hydraulic fracturing using foam systems at Surgutneftegaz fields / A.P. Kondakov [et al.] // Oil economy. – 2012. – № 8. – P. 36–39.
16. Mathematical model of linear and nonlinear increase in proppant concentration during hydraulic fracturing – solution for sequential injection of a number of proppant types / A.V. Ko-chetkov [et al.] // Notes of Mining Institute. – 2022. – V. 254. – P. 210–216.
17. Kuramshin R.M. Generalization of the experience of horizontal wells development of oil deposits of the Western Siberian fields / R.M. Kuramshin, Y.V. Rozhenas, V.A. Velichkova // Oilfield business. – 2002. – № 2. – P. 19–27.
18. Mardashov D.V.; Rogachev, M.K.; Maksyutin, A.V. Oil well killing and stimulation by the directional regulation of the bottom-hole zone filtration properties (in Russian) // Nauka i TEK. – 2011. – № 2. – P. 57–60.
19. Tracer studies of the interwell space / I.O. Orlova [et al.] // Bulatov Readings. – 2018. – V. 2-2. – P. 67–69.
20. Podoprigora D.G., Sabukevich V.S. Justification of the choice of methods to increase oil recovery and flow intensification at the shelf oil field of the eastern part of the Pechora Sea // Bulletin of Eurasian science. – 2021. – V. 13. – № 3. – URL : <https://esj.today/PDF/04NZVN321.pdf>
21. Optimization of the injection well stock of the field at the late stage of development based on the results of tracer analysis (on the example of Dysh field) / O.V. Savenok [et al.] // Neftyanik-Engineer. – 2018. – № 4. – P. 59–65.
22. Sun D.V. Hydraulic fracturing technologies that reduce the risk of water penetrations / D.V. Sun, D.S. Tananykhin // Experience, current problems and prospects of oil and gas complex development: proceedings of the International Scientific and Practical Conference of students, postgraduates and scientists (April 20, 2017, Nizhnevartovsk). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2017. – P. 226–231.
23. Fakhretdinov R.N. Results of hydraulic fracturing application for the development of the southern license area of Priobskoye oil field / R.N. Fakhretdinov, A.B. Brovchuk // Oil economy. – 2007. – № 3. – P. 44–47.
24. Chemekov V.A. Multistage hydraulic fracturing of horizontal wells at Fedorovskoye oil field / V.A. Chemekov, A.M. Shagiakhmetov // High technologies and innovations in science:

- a collection of selected articles of the International Scientific Conference (May 28, 2020, St. Petersburg). – St. Petersburg. : State Research Institute «Natsrazvitie», 2020. – P. 228–236.
25. Development of mathematical models for controlling the technological parameters of tamping solutions / S.E. Chernyshov [et al.] // Notes of Mining Institute. – 2020. – V. 242. – P. 179–190.
 26. Shorokhovetsky S.E. Analysis of the experience of running and installation of the liner at well No. 520 of Snezhnoye field / Edited by A.Yu. Dmitriev // Problems of geology and subsoil development: Proceedings of the XX International Symposium named after Academician M.A. Usov of students and young scientists, dedicated to the 120th anniversary of Tomsk Polytechnic University : in 2 vol. (April 04-08, 2016, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2016. – P. 806–810.
 27. Yamkin M.A. Modeling of the mechanical properties of the geological environment to create an optimum fracture of hydraulic fracturing / M.A. Yamkin, E.U. Safiullina // Neftyanaya pro-vince. – 2022. – № 3(31). – P. 104–118.
 28. Yamkin M.A. Assessment of the compliance of the results of computer modeling of the liquid inflow to the fracture of the hydraulic fracturing formation with the real data / M.A. Yamkin, E.U. Safiullina // Proceedings of Tomsk Polytechnic University. Engineering of georesources. – 2023. – V. 334. – № 3. – P. 210–217.