УДК 622.276.6

АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ МИЧАЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF OPTIONS FOR THE DEVELOPMENT OF THE MICHAYUSKOYE FIELD

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

Сафиуллина Елена Улубековна
кандидат технических наук,
доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный университет
safiullina_eu@pers.spmi.ru

Кусова Лизавета Генадиевна
студентка направления подготовки 21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»,
Санкт-Петербургский горный университет
kusovalisa@gmail.com

Аннотация. В статье проведена технико-экономическая оценка вариантов разработки Мичаюского нефтяного месторождения, расположенного в Сосногорском районе Республики Коми, и сделан выбор наиболее эффективного варианта дальнейшей разработки, обеспечивающего достижение максимального значения КИН. Результаты применения технологий в добывающих и нагнетательных скважинах, проведённых в прошлые годы, свидетельствуют, что для интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на дальнейший период эксплуатации месторождения в высокообводнённых коллекторах представляется целесообразным применение самоотклоняющихся кислотных составов, обладающих селективным действием, а также проведение работ по ограничению водопритока с использованием современных технологий.

Ключевые слова: варианты разработки месторождения, нижний эксплуатационный объект, верхний эксплуатационный объект, характеристика текущего состояния разработки месторождения, методы интенсификации добычи УВС и повышения нефтеотдачи, оценка эффективности проведения гидроразрыва пласта, анализ применения геолого-технических мероприятий.

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

Safiullina Elena Ulubekovna
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields,
Saint Petersburg Mining University
safiullina_eu@pers.spmi.ru

Kusova Lizaveta Genadievna
Student Training Direction 21.05.06 «Oil and Gas Equipment and Technologies»,
Saint Petersburg Mining University
kusovalisa@gmail.com

Annotation. The article carried out a feasibility study of the options for the development of the Michayuskoye oil field located in the Sosnogorsk region of the Komi Republic, and made a choice of the most effective option for further development, ensuring the achievement of the maximum oil recovery factor. The results of applying technologies in production and injection wells conducted in previous years indicate that in order to intensify oil production and increase oil recovery for a further period of field operation in highly watered reservoirs, it seems appropriate to use self-diverting acid compositions with a selective effect, as well as work to limit water inflow using modern technologies.

Keywords: field development options, lower operational facility, upper operational facility, description of the current state of field development, methods of hydrocarbon production intensification and oil recovery enhancement, assessment of the effectiveness of hydraulic fracturing, analysis of the application of geological and technical measures.

Мичаюское нефтяное месторождение в административном отношении расположено в Сосногорском районе Республики Коми в 110 км от г. Сосногорска. Месторождение открыто в 1961 году поисково-оценочной скважиной № 1 Южно-Лемьюской, в разработку введено в декабре 1978 года.

Согласно тектонической схеме Тимано-Печорской провинции, Мичаюское месторождение приурочено к одноимённой структуре, расположенной в северной части Мичаю-Пашнинского вала Ижма-Печорской впадины.

Разработка осуществляется в соответствии с проектным документом, на основании которого месторождение разрабатывается в настоящее время со следующими основными положениями:

– выделение двух объектов разработки: нижний (Iв + Iб) и верхний (P_2kz);
– система заводнения: площадная, избирательная;

– общий фонд – 167 скважин, в т.ч. добывающих – 71, нагнетательных – 52, контрольно-наблюдательных – 2, ликвидированных – 42;

– достижение КИН в целом по месторождению – 0,535, в т.ч. по объектам (табл. 1).

Таблица 1 – Параметры КИН

Объект	КИН	$K_{охв}$	$K_{выт}$
Нижний эксплуатационный объект	0,574	0,844	0,680
Верхний эксплуатационный объект	0,285	0,455	0,626

По нижнему эксплуатационному объекту (НЭО):
– зарезка боковых стволов в 4 скважинах;
– проведение ГРП в 4 скважинах;
– создание 4 новых очагов заводнения;
– действующий фонд скважин – 43, в т.ч. 29 добывающих, 14 нагнетательных.

По верхнему эксплуатационному объекту (ВЭО):
– бурение 10 новых скважин (8 добывающих, 2 нагнетательных);
– перевод 5 скважин с нижнего объекта (2 добывающих и 3 нагнетательных);
– ввод одной новой нагнетательной скважины из простаивающего фонда добывающих скважин;
– действующий фонд скважин – 20, в т.ч. 13 добывающих, 7 нагнетательных.

Варианты разработки Мичаюского месторождения

Технологические расчёты по рассматриваемым вариантам разработки проведены на полный срок разработки. Темпы отбора нефти, степень выработки запасов и коэффициенты нефтеизвлечения определены по отношению к утверждённым геологическим и извлекаемым запасам нефти.

Нижний эксплуатационный объект (НЭО)

Для НЭО предусмотрены следующие варианты разработки:

Вариант Базовый предполагает разработку объекта действующим фондом скважин по состоянию на 01.01.2018 г.

Общий фонд скважин за проектный период – 141, в том числе 54 добывающих, 49 нагнетательных, 2 – контрольно-наблюдательных и 36 ликвидированных.

Срок разработки объекта – 75 лет. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 6312 тыс. тонн, конечный КИН – 0,548, $K_{охв}$ – 0,812.

Вариант 1 является реализацией утверждённого варианта действующего проектного документа с учётом выполненных мероприятий:

– вывод 8 скважин из неработающего фонда за счёт проведения на них ГТМ (скважины №№ 712, 691, 708, 706, 566, 726, 773 и 788);
– зарезку четырёх БС (скважины №№ 723/2, 800/2, 762/2 и 682/2);
– ГРП в четырёх скважинах (скважины №№ 532, 703, 763 и 788);
– перевод в ППД скважины № 742.

Общий фонд 136 скважин, в том числе 54 добывающих, 45 нагнетательных, 2 – контрольно-наблюдательных и 35 ликвидированных. Срок разработки объекта – 56 лет. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 6525 тыс. тонн, конечный КИН – 0,566, $K_{охв}$ – 0,832.

Вариант 2 является скорректированным вариантом 1 за счёт пересмотра и дополнения программы ГТМ, отказа от бурения неэффективных ЗБС и предполагает:

– вывод 18 скважин из неработающего фонда за счёт проведения на них ГТМ (скважины №№ 514, 706, 712, 633, 725, 726, 713, 708, 715, 714, 565, 566, 800, 773, 788, 735, 789 и 762);
– перевод в ППД скважины № 742.

Общий фонд 130 скважин, в том числе 51 добывающих, 43 нагнетательных, 2 – контрольно-наблюдательных и 34 ликвидированных. Срок разработки объекта – 63 года. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 6525 тыс. тонн, конечный КИН – 0,566, $K_{охв}$ – 0,832.

Схема размещения скважин нижнего эксплуатационного объекта приведена на рисунке 1.

Верхний эксплуатационный объект (ВЭО)

Вариант Базовый. В 2018 году запланирована остановка и вывод в консервацию всех действующих на 01.01.2018 г. скважин ВЭО.

Общий фонд 16 скважин, в том числе 9 добывающих (в т.ч. 2 ГС), 1 нагнетательная и 6 ликвидированных. Срок разработки объекта – 1 год. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 48 тыс. тонн, конечный КИН – 0,056, $K_{охв}$ – 0,089.

Вариант 1 предполагает бурение 7 новых добывающих и двух нагнетательных скважин, организация 4 новых очагов ППД. Также на некоторых залежах производится уплотнение сетки скважин за счёт высвобождённого фонда после выработки запасов нижнего проектного объекта.

Фонд скважин для бурения – 9, в том числе 7 добывающих, 2 нагнетательные.

Общий фонд 30 скважин, в том числе 17 добывающих (в т.ч. 8 ГС), 7 нагнетательных и 6 ликвидированных. Срок разработки объекта – 65 лет. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 238 тыс. тонн, конечный КИН – 0,277, $К_{ох}в$ – 0,442.

Вариант 2 предусматривает замену бурения горизонтальных скважин в Варианте 1 на ЗБС, перевод скважин с НЭО, корректировку схемы размещения скважин.

Фонд скважин для бурения – 1 добывающая.

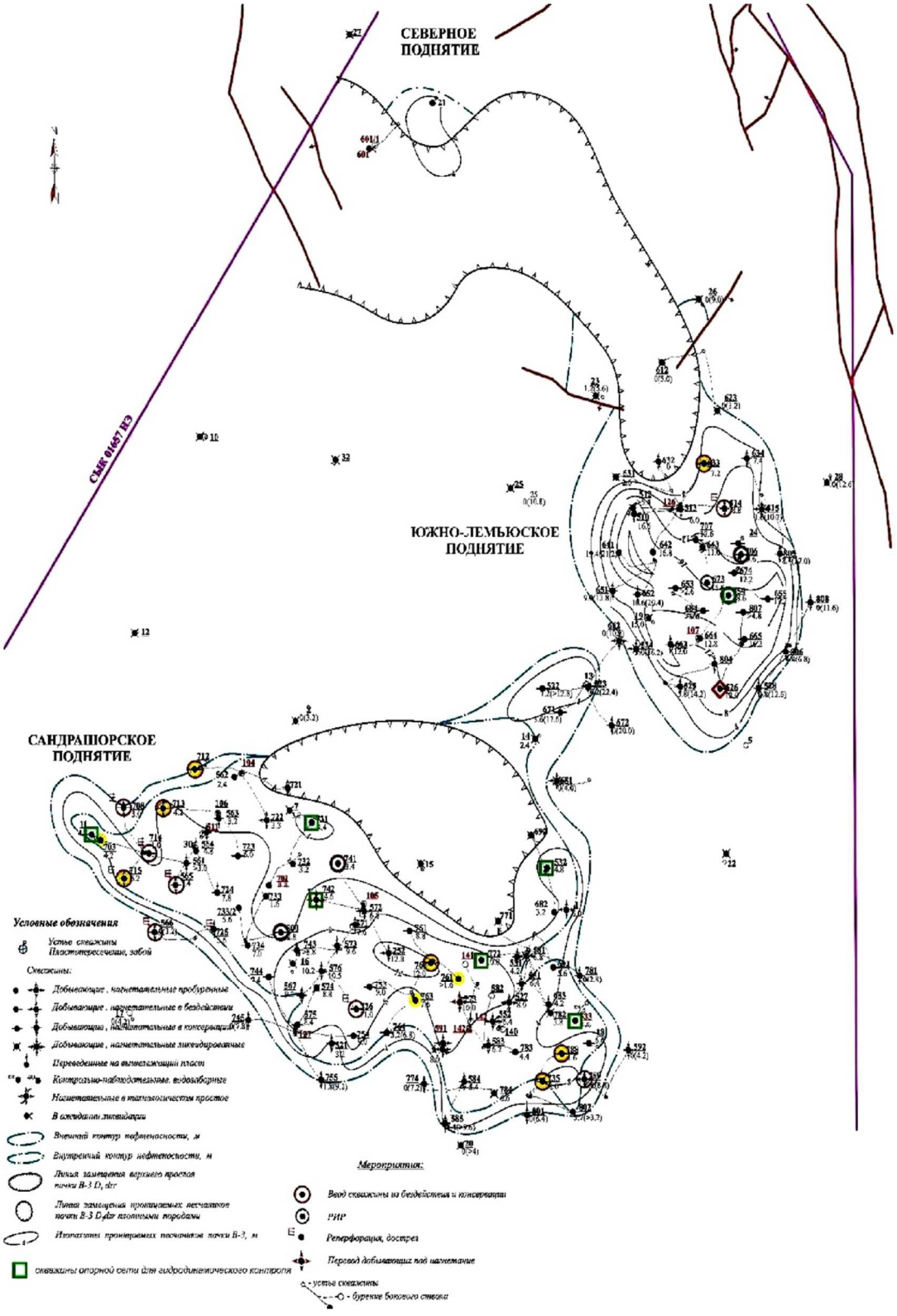

Рисунок 1 – Схема размещения скважин нижнего эксплуатационного объекта

Общий фонд 30 скважин, в том числе 16 добывающих (в т.ч. 2 ГС), 8 нагнетательных и 6 ликвидированных. Срок разработки объекта – 62 года. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 238 тыс. тонн, конечный КИН – 0,277, $K_{охв}$ – 0,442.

Вариант 3 предполагает бурение трёх горизонтальных скважин с МГРП, проведение ГРП на 5 добывающих скважинах, перевод 7 скважин с НЭО, корректировку схемы размещения скважин.

Фонд скважин для бурения – 3 ГС.

Общий фонд 32 скважин, в том числе 17 добывающих (в т.ч. 5 ГС), 9 нагнетательных и 6 ликвидированных. Срок разработки объекта – 48 лет. Накопленная добыча нефти с начала разработки – 238 тыс. тонн, конечный КИН – 0,278, $K_{охв}$ – 0,442, ПСС – 5 га.

Низкий коэффициент охвата по залежам ВЭО связан со сложным строением залежей, слабой активностью законтурной области и, как следствие, образование застойных участков, не охваченных заводнением.

Схема размещения скважин верхнего эксплуатационного объекта приведена на рисунке 2.

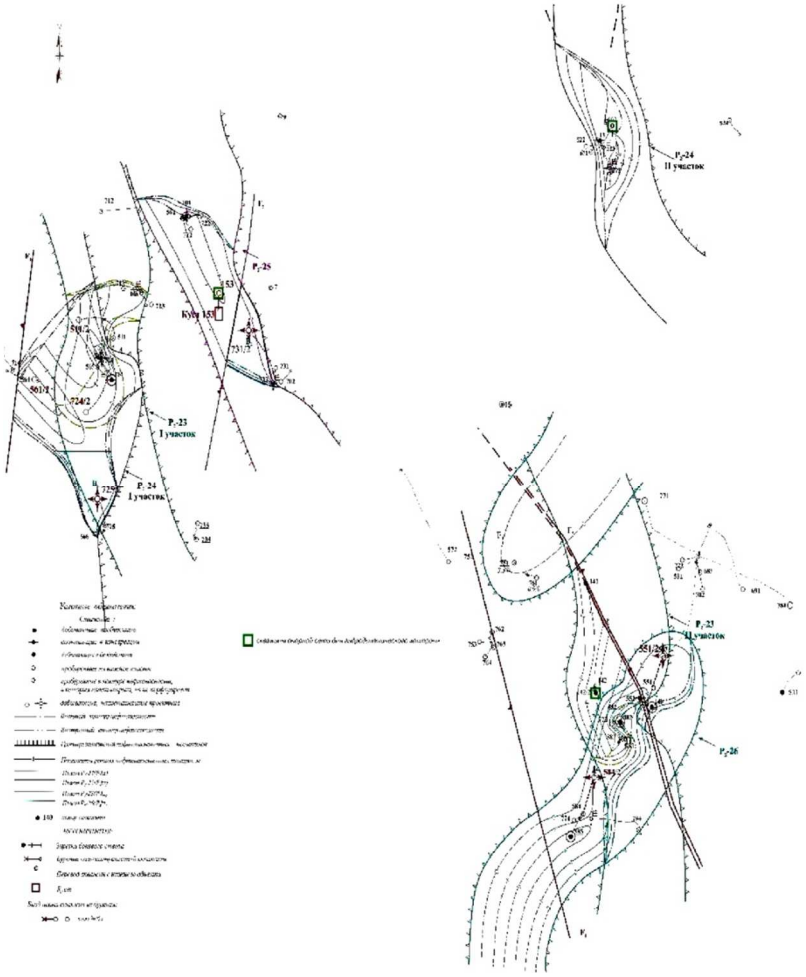

Рисунок 2 – Схема размещения скважин
верхнего эксплуатационного объекта

Рекомендуемый вариант

Технико-экономический анализ пяти расчётных вариантов дальнейшей разработки Мичаюского месторождения рекомендует к внедрению суммарный вариант (вариант 2 НЭО + вариант 3 ВЭО).

Основные положения рекомендуемого варианта разработки:

– выделение двух объектов разработки;
– система разработки – с поддержанием пластового давления путём очагового заводнения;
– фонд скважин, всего – 160, в том числе 65 – добывающих (в т.ч. 5 ГС), 52 – нагнетательных, 2 – контрольно-наблюдательных; ликвидированных – 41;
– бурение 3 ГС на ВЭО;
– зарезка 5 нагнетательных БС;
– проведение ГРП на 5 скважинах;
– перевод на вышележащие объекты 7 скважин (6 в добычу, 1 – под нагнетание);

– накопленная добыча нефти с начала разработки – 6763 тыс. тонн;
– достижение КИН – 0,546.

За проектный срок разработки объекта 65 лет (2018–2082 гг.) накопленная добыча нефти – 909 тыс. тонн, накопленная добыча жидкости – 7080 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 8620 тыс. м^3. Добыча нефти с начала разработки составит 6763 тыс. тонн. Расчётный КИН – 0,546.

Проектный уровень добычи нефти 48,2 тыс. тонн достигается в 2022 году.

Основные положения рекомендуемого варианта представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Показатели рекомендуемого варианта разработки

Показатель	Максимальный уровень
Добыча нефти, тыс. тонн	48,2 (2022 г.)
Добыча жидкости, тыс. тонн	156,4 (2035 г.)
Закачка воды, тыс. м^3	194,4 (2026 г.)
Добыча растворённого газа, млн. м^3	3,0 (2022 г.)
Использование растворённого газа, млн. м^3	95 %

Анализ применения геолого-технических мероприятий

Добывающий фонд

За рассматриваемый период на месторождении выполнен ввод из консервации с переводом на ВЭО скважины № 724. Дополнительная добыча нефти составила 0,084 тыс. тонн, средний прирост дебита нефти – 0,6 тонн/сут. Запланированные показатели дебита нефти не достигнуты. По годовой программе ГТМ планировалось выполнить ввод скважины № 724 из консервации на НЭО с приобщением пласта В-3 отложений D_3dzr.

Скважина № 724 (P_2-24) введена в работу после ГТМ 05.08.2015 г. с дебитом $Q_н$ = 0,9 тонн/сут., $Q_ж$ = 0,9 тонн/сут., обводнённость 8,0 %, $H_{дин}$ = 510 м; средний дебит после ГТМ – $Q_н$ = 0,6 тонн/сут., $Q_ж$ = 0,8 тонн/сут., обводнённость 25,0 %, $H_{дин}$ = 540 м; дебит до ГТМ составлял (2009 г. – Iа + Iб) – $Q_н$ = 0,3 тонн/сут., $Q_ж$ = 0,5 тонн/сут., обводнённость 34,5 %; по годовой программе ГТМ на 2015 год (приобщение В-3) планировался дебит – $Q_н$ = 1,5 тонн/сут., $Q_ж$ = 3,0 тонн/сут., обводнённость 50,0 %; по оперативной программе ГТМ (август 2015 года) планировался дебит (возврат) – $Q_н$ = 1,0 тонн/сут., $Q_ж$ = 2,0 м^3/сут., обводнённость 45,0 %.

Выполнен ввод из консервации (остановлена 01.03.09 г.), изоляция НЭО (Iа, Iб), возврат – перфорация P_2-24, P_2-23, ОПП (ЗКЦ), изоляция P_2-23, реперфорация P_2-24.

В процессе подготовительных работ был проведён подъём ТНМ-32сб, промывка в интервале 2347–2348 м, скрепперование в интервалах 710–690, 510–470 м, комплекс ГИС 13–14.07.2015 г. ИННК в интервале 540–650 м, АКЦ в интервале 270,0–2346,3 м (остановка прибора ЛМ на глубине 2349,6 м). 14.07.2015 г. выполнена изоляция НЭО (Iа, Iб) – установка ВП-118 (700,5 м) + цементный мост (2 желонки 60 л), забой до ПВР – 2349,6 м, ОЗЦ 24 часа, возврат – перфорация P_2-24 в интервале 596,0–600,0 м, P_2-23 в интервале 611,0–614,0 м (ЗПК-89-АТМ-04, 20 отв./м, 140 отв., текущий забой до перфорации 698,7 м, после перфорации – 697,1 м). После перфорации скважина вышла на режим фонтанирования. При ГИС 15.07.2015 г. скважина остановлена для проведения замера $P_{пл}$ ($P_{пл}$(580,3 м) = 6,36 МПа), затем в режиме фонтанирования произведена регистрация профиля притока (по СТИ): 596,0–600,0, 611,0–614,0 м, ЗКЦ 614,0–622,0 м (из водонасыщенной подошвы P_2-23), состав притока – вода (минерализация 81,8 г/л) с признаками нефти, расхождение показаний резистивиметров в зумпфе связано с забитием датчиков прибора. 15.07.2015 г. выполнена ОПЗ «ОСК» (пакер на глубине 490 м, воронка 580 м) – закачка 2 м^3 (15 % HCl + 2 % ПАВ) при Р = 5 атм., пакеровка, закачка 6 м^3 (15 % HCl + 2 % ПАВ) при Р = 60 атм., продавка технической водой (1,06 г/см^3) 4,5 м^3 при Р = 60–50 атм., реагирование 4 часа, допуск компоновки до глубины 690 м, вымыв продуктов реакции 20 м^3. 16–20.07.2015 г. проведена неудачная попытка изоляции P_2-23 – установка цементного моста (замер бригады КРС) в интервале 661,0–697,4 м (в 2 этапа закачано 1,28 + 1,28 м^3 цементного раствора плотностью 1,85 г/см^3). При ГИС 21.07.2015 г. текущий забой отмечается на глубине 622,5 м, на момент начала исследований скважина переливала, запись профиля притока проводилась в режиме излива, замеры ТМ в остановленной скважине зарегистрированы через 3,5–4,0 часа после закрытия скважины на устье. Работающие мощности выделены в интервалах 596,5–598,0 (по данным ВЧТ, P_2-24), 611,0–614,0 м (по данным СТИ – основной приток, P_2-23). Состав отбираемого флюида (по наблюдению на поверхности) – вода (минерализация 51 г/л) с плёнкой нефти, наличия нефтяной составляющей в составе притока по данным ПГИ не наблюдается, ниже глубины 616 м по данным резистивиметрии в скважине осадок, положительная термоаномалия в интервале 615–620 м может быть связана как с ЗКЦ снизу, так и с влиянием осадка, $K_{прод}$ (по Q на изливе) = 116 м^3/сут./МПа при депрессии 0,62 МПа. 22.07.2015 г. проведена изоляция P_2-23 – установка цементного моста в ин-

тервале 606,0–622,5 м (закачано 1,28 м^3 цементного раствора плотностью 1,85 г/см^3), после ОЗЦ – проработка эксплуатационной колонны райбером ∅ 122 мм от Д-105 в интервале 596–606 м. 13–14.07.2015 г. выполнена реперфорация P_2-24 в интервале 596,0–600,0 м (ЗПК-89-АТ-04, 20 отв./м, 80 отв., текущий забой до перфорации 602,1 м, после перфорации – 601,1 м). 25.07.2015 г. спущен ТНМ-27сб (550 м).

Причиной недостижения запланированного дебита нефти являются низкие ФЕС пласта P_2-24 (связанные с высокой глинистостью – $K_{гл}$ = 0,145) и вынужденная изоляция пласта P_2-23 из-за наличия ЗКЦ (из водонасыщенной подошвы P_2-23).

С целью повышения эффективности РИР для снижения подвижности цементного раствора в процессе ОЗЦ и исключения перемешивания с пластовыми флюидами рекомендуется (перед применением цементного раствора) производить закачку в изолируемый интервал сшитого полиакриламида с концентрацией до 1 % (сшиватель – ацетат хрома с концентрацией до 0,15 %) в объёмах, необходимых для набивки пласта.

Обработка призабойной зоны

В 2015 году по оперативной программе ГТМ выполнено 1 мероприятие (скважина № 772) с дополнительной добычей нефти 0,087 тыс. тонн, средним приростом дебита нефти 0,7 тонн/сут.

Выполнена обработка пласта В-3 отложений D_3dzr закачкой КСМ-Т в объёме 7 м^3 при P = 10 атм. с продавкой технической жидкостью (при закрытии затрубной задвижки) V = 7,5 м^3, ρ = 1,0 г/см^3, $P_{тр}$ = 10/80 атм.

Запланированные показатели дебита нефти достигнуты, эффект продолжается.

Обработка призабойной зоны кислотной композицией КСМ-Т в целом показывает неоднозначную эффективность.

В высокообводнённых коллекторах представляется целесообразным применение самоотклоняющихся кислотных составов, обладающих селективным действием.

С целью повышения эффективности ОПЗ рекомендуется провести подбор на керне оптимальных кислотных композиций и концентраций реагентов.

Реперфорация

За рассматриваемый период на месторождении проведено 3 мероприятия с проведением реперфорации, согласно оперативных программ ГТМ, с дополнительной добычей нефти 1108 тонн и приростом среднесуточного дебита на одну скважину 2,4 тонн/сут.

В 2016 году по оперативной программе выполнено 2 мероприятия:

1) в скважине № 731 проведена реперфорация пласта В-3 отложений D_3dzr в интервале 2350–2356 м зарядами ЗПК-102 с дополнительной добычей 0,443 тыс. тонн и приростом дебита нефти 4,5 тонн/сут.;

2) в скважине № 664 проведена реперфорация пласта В-3 отложений D_3dzr в интервале 2265–2271 м зарядами ЗПК-102 с дополнительной добычей 0,206 тыс. тонн и приростом дебита нефти 0,7 тонн/сут.

В 2017 году по оперативной программе выполнено 1 мероприятие по данному виду ГТМ:

1) скважина № 702 – ввод из бездействия прошлых лет с проведением углублённой перфорацией пласта В-3 отложений D_3dzr в интервалах 2353–2356 м; 2363–2365,4 м зарядами ЗПК-102-АТ-М-04 с дополнительной добычей нефти 0,459 тыс. тонн и приростом дебита нефти 1,9 тонн/сут.

Эффективность перестрела пластов на Мичаюском месторождении в основном высока, в связи с этим данный вид воздействия на ПЗП можно считать одним из основных методов интенсификации добычи нефти на дальнейшую перспективу. Следует отметить, что сам процесс реперфорации физическим способом негативно влияет на техническое состояние эксплуатационной колонны, происходит разрушение (ослабление сцепления) цементного кольца. Рекомендуется проведение ПГИ по определению технического состояния эксплуатационной колонны, оценки качества цементирования в прилегающем к зоне перфорации интервале с целью недопущения возникновения последующих негативных явлений, таких как заколонные перетоки или смещение эксплуатационной колонны.

Нагнетательный фонд

За рассматриваемый период на месторождении проведено 2 мероприятия на нагнетательном фонде – в 2015 году дополнительная закачка воды составила 9,213 тыс. м^3 со среднесуточным приростом закачки 16,2 м^3/сут. Технологическая эффективность ГТМ за 2015–2017 гг. на нагнетательном фонде скважин приведена в таблице 3.

Скважина № 552. С целью изоляции промытых зон и вовлечения в процесс вытеснения ранее недренируемых участков пласта на нагнетательной скважине № 552 (P_2-23) выполнено выравнивание профиля приёмистости по технологии НПО «Гелий»: закачано 400 м^3 полимерного состава «СВК-Гелий» (0,5 % ПАА «Flopam AN-913» + 0,075 % ацетат хрома) при давлении закачки P = 100 – 125 атм., продавка технической водой 4 м^3, структурообразование 24 часа. Дополнительная закачка воды составила 0,046 тыс. м^3, среднесуточный прирост закачки – 1,5 м^3/сут.

Таблица 3 – Эффективность ГТМ на нагнетательном фонде

№№ скв.	Вид ГТМ	Характеристика работы скважины до ГТМ среднесуточная закачка, м^3/сут.		Среднесуточный прирост закачки на 1 скважину, м^3/сут.	Дополнительная закачка, тыс. м^3.
		до ГТМ	после ГТМ		
552	ВПП «СКВ-Гелий»	38,0	39,5	1,5	0,046
591	ОПЗ обработка CSE-0713	52,2	83	30,8	9,167
Всего		52,2	83	30,8	9,167

Скважина № 591. С целью увеличения приёмистости для поддержания пластового давления выполнена ОПЗ пласта В-3 отложений D_3dzr модифицированным кислотным составом CSE-0713 «ХимСервисИнжиниринг» (пакер на глубине 2020 м, воронка – 2215 м) – закачка 15,8 м^3 МКС CSE-0713 при Р = 170 атм., продавка технической водой плотностью 1,0 г/см^3 10 м^3 при Р = 170 – 130 атм., реагирование 4 часа (приёмистость до ОПЗ – Q = 144 м^3/сут. при Р = 170 атм., после ОПЗ – Q = 170 м^3/сут. при Р = 130 атм.). Дополнительная закачка воды составила 9,167 тыс. м3, среднесуточный прирост закачки – 30,8 м^3/сут. (в 2015 году эффект продолжается 298 сут.).

ОПЗП нагнетательной скважины модифицированным кислотным составом CSE-0713 показала хорошую эффективность – приёмистость после ОПЗ заметно выросла. При обработке давление закачки было снижено с 170 до 130 атм., что косвенно свидетельствует об улучшении гидродинамической связи с коллектором.

Анализ выработки запасов

Сандрашорское поднятие

По Сандрашорскому поднятию на 01.01.2018 г. извлечено 3,222 млн тонн нефти, выработка извлекаемых запасов достигла 92,6 %, текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,540, что является одним из наиболее высоких среди месторождений Тимано-Печорской провинции. Отбор 92,6 % НИЗ при достаточно низком ВНФ (0,40) и соотношение КИН – прокачка (0,540–0,684) позволяет признать разработку этого поднятия как высокоэффективную. Кратность остаточных запасов составляет всего 15 лет, при среднем дебите нефти действующих скважин (3,1 тонн/сут.), указывает на благоприятный прогноз достижения утвержденного КИН.

По Сандрашорскому поднятию была выполнена оценка выработки запасов нефти по блокам, на которые при площадной системе заводнения была разрезана нефтяная залежь. Выполненный анализ выработки запасов по блокам достаточно ценен, т.к. были соблюдены условия «замкнутости» блоков (все скважины в разрезающих рядах были освоены под нагнетание и благодаря достаточно быстрому развитию системы ППД формирование блоков во времени было не слишком продолжительным). Характеристики представлены на рисунках 3 и 4.

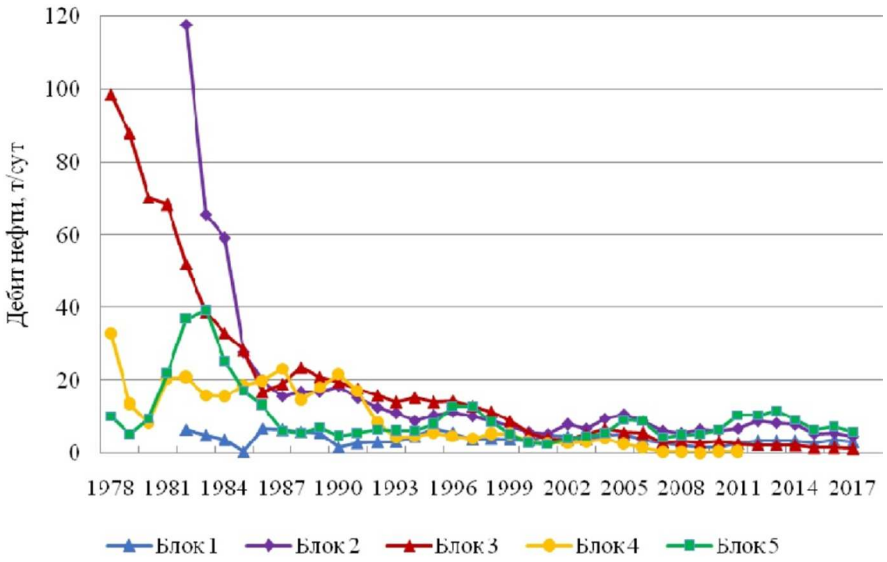

Рисунок 3 – Динамика дебита нефти

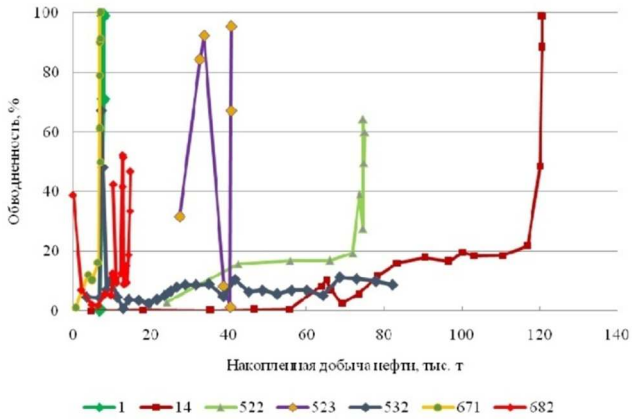

Рисунок 4 – Динамика обводнённости блока по скважинам

Блок 1. Характеризуется самой низкой выработкой запасов. Остаточные извлекаемые запасы блока составляют 132 тыс. тонн или 51 % ОИЗ Сандрашорского поднятия. Средние дебиты нефти и жидкости по блоку за всю историю разработки наименьшие по сравнению с другими блоками (рис. 3, 4). Следует также учесть, что плотность сетки скважин по блоку 1 относительно редкая и составляет 23 га/скв. (при среднем значении по Сандрашору 18 га/скв.). В этом блоке на крыле структуры нефть, вероятно, вытеснялась только под воздействием пластовой водонапорной системы, но её активности мешала интенсивная закачка воды в нагнетательный ряд 1. Низкая текущая обводнённость косвенно говорит о невысокой степени промывки пласта, поэтому в блоке 1 очень велика вероятность образования застойных участков.

Блок 3. Наиболее крупный блок поднятия, в объеме которого аккумулировано 36 % начальных запасов и 48 % остаточных запасов нефти поднятия. Эффективность выработки запасов блока достаточно высокая, однако негативным фактором, осложняющим ситуацию в блоке, является низкий дебит нефти действующих скважин (0,5–2,5 тонн/сут.).

Сложность определения местоположения остаточных запасов нефти в блоке 3 состоит в том, что на фоне мощного блокового заводнения в основной период разработки (до 340 % текущей компенсации), в начале 2000-х была организована очаговая закачка (скважины №№ 752, 521 и 591) в прилегающих рядах. Сопоставляя карту суммарных отборов нефти и закачки воды, выраженных в объёмах пор пласта, и карту текущих удельных запасов (фильтрационная модель), о невысоком охвате выработкой по площади можно говорить только применительно к запасам, сосредоточенным в окрестностях северного замещения и скважин №№ 726 и 764.

Блок 5. Согласно принятой геологической модели северо-восточная периферия Сандрашорского поднятия представлена узкой полосой коллекторов, ограниченных линией замещения проницаемых отложений плотными породами. С этой связи реализовано осевое размещение скважин с законтурной очаговой закачкой. Блок характеризуется самой высокой выработкой запасов: утверждённые извлекаемые запасы полностью выработаны (108 %), текущий коэффициент извлечения нефти составил 0,635, при обводнённости 10,9 % и прокачке порового объёма 0,778.

Компактность расположения кривых КИН – прокачка по блокам свидетельствует о схожести протекающих процессов вытеснения по площади и равномерности выработки запасов блоков.

Южно-Лемьюское поднятие

Южно-Лемьюское поднятие по состоянию на 01.01.2018 г. выработано на 87,2 % от начальных извлекаемых запасов нефти при сравнительно высоком ВНФ – 1,22. Достигнутый текущий КИН 0,509 при обводнённости продукции 97,8 %. Динамика обводнённости представлена на рисунке 5.

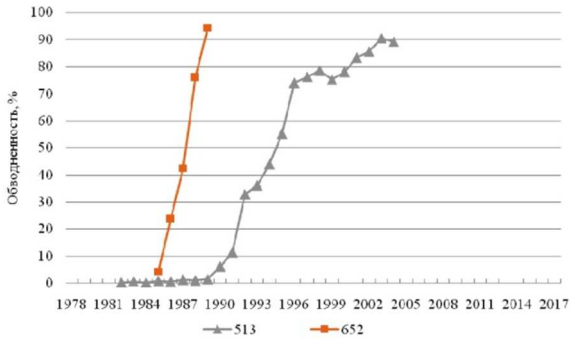

Рисунок 5 – Динамика обводнённости по скважинам

Южно-Лемьюского поднятия

Остаточные извлекаемые запасы нефти по поднятию составляют 365 тыс. тонн (50 % ОИЗ НЭО). В связи с большим фондом бездействующих скважин на одну действующую добывающую скважину приходится очень большой объём остаточных запасов нефти – 91 тыс. тонн.

В настоящее время темпы извлечения запасов низкие – 0,1 % от начальных и 0,8 % от текущих извлекаемых запасов нефти. Высокая кратность остаточных запасов (отношение величины остаточных запасов к текущей годовой добыче) 120 лет при небольшом среднем дебите скважин по нефти (2,0 тонн/сут.), показывает, что извлечь остаточные запасы нефти действующим фондом скважин не представляется возможным.

Так, КИН Южно-Лемьюского поднятия был увеличен с 0,509 до 0,584 доли ед. в предположении высокой эффективности бурения четырёх боковых стволов и одной новой добывающей скважины.

Обоснование рекомендуемого КИН

Обоснование конечного коэффициента извлечения нефти и величины извлекаемых запасов произведено в соответствии с вариантами, намеченными для дальнейшей разработки месторождения. В таблице 4 приведено сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе.

Таблица 4 – Сопоставление КИН

Объект	НЭО	ВЭО
Числящиеся на госбалансе		
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,680	0,626
Коэффициент охвата, доли ед.	0,844	0,455
КИН, доли ед.	0,574	0,285
Рекомендуемые		
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,680	0,626
Коэффициент охвата, доли ед.	0,832	0,442
КИН, доли ед.	0,566	0,277
Разница		
КИН, ± %	– 1	– 3
Комментарий	Незначительные изменения КИН по объектам связаны и изменением подсчётных планов по залежам, входящим в объекты. Значения КИН по залежам не изменились	

Основным критерием выбора варианта разработки при принятых основных положениях и условиях реализации нефти является максимальное положительное или наименьшее отрицательное значение чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и более высокий технологический КИН.

Чистый дисконтированный доход имеет положительное значения по всем вариантам разработки НЭО (максимальное значение по варианту 2) при достижении утверждённого значения КИН.

Чистый дисконтированный доход по всем вариантам разработки ВЭО имеет отрицательные значения, что указывает на экономическую нецелесообразность их реализации. Минимальное отрицательное значение ЧДД (при условии достижения утверждённого значения КИН) достигается по варианту 3.

Сопоставление рекомендуемых извлекаемых запасов нефти и КИН с числящимися на государственном балансе рентабельно и технологически обоснованных приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Сопоставление запасов и КИН

Объект	НЭО	ВЭО
Числящиеся на госбалансе		
Извлекаемые запасы, тыс. тонн	6709	512
Рентабельно извлекаемые запасов, тыс. тонн	6709	512
$КИН_р$, доли ед.	0,574	0,285
КИН, доли ед.	0,574	0,285
Рекомендуемые		
Извлекаемые запасы, тыс. тонн	6525	238
Рентабельно извлекаемые запасы, тыс.т	6250	48
$КИН_р$, доли ед.	0,542	0,056
КИН, доли ед.	0,566	0,277
Изменение		
Извлекаемых запасов, ± тыс. тонн / ± %	– 183 / – 2,7	– 274 / – 53,5
КИН, ± %	– 1,4	– 2,7
Рентабельно извлекаемых запасов, ± тыс. тонн / ± %	– 459 / –6,8	– 464 / –90,6
$КИН_р$, ± %	– 6	– 80

Всё вышесказанное даёт основание рекомендовать к утверждению следующие величины извлекаемых запасов нефти категорий А + В1 + В2 в целом по месторождению: 6763 тыс. тонн и, соответственно, КИН – 0,566.

Также можно сравнить годовые отборы и КИН по вариантам НЭО и ВЭО. На рисунках 6 и 7 представлены основные показатели по нижнему эксплуатационному объекту месторождения.

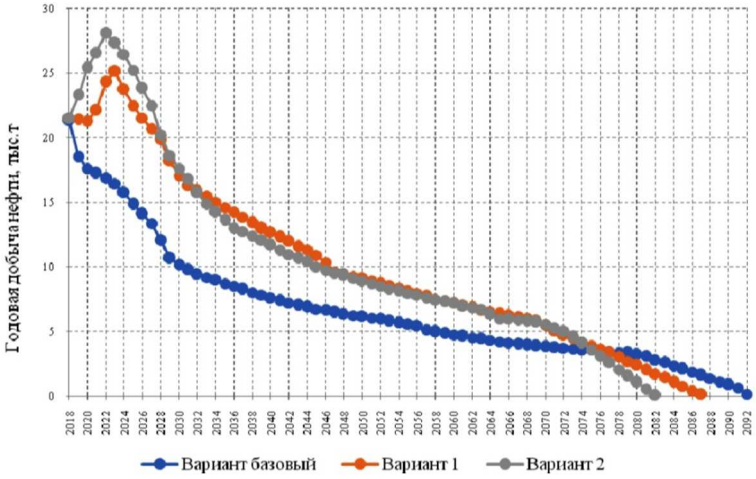

Рисунок 6 – Сравнение годовых отборов нефти по НЭО

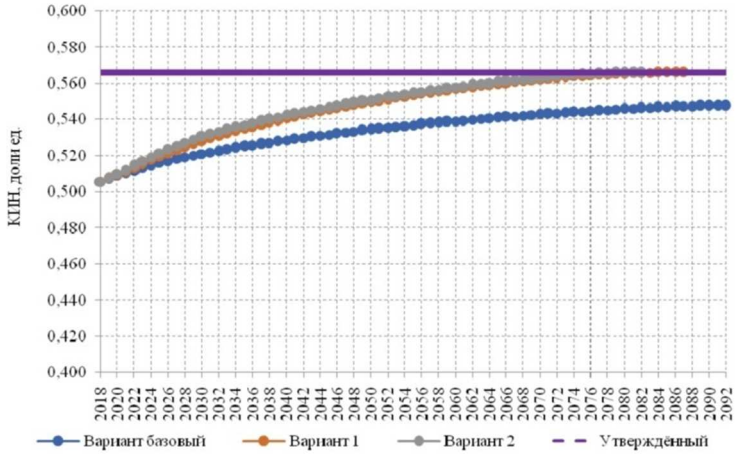

Рисунок 7 – Сравнение КИН по вариантам НЭО

На рисунках 8 и 9 представлены показатели по верхнему эксплуатационному объекту.

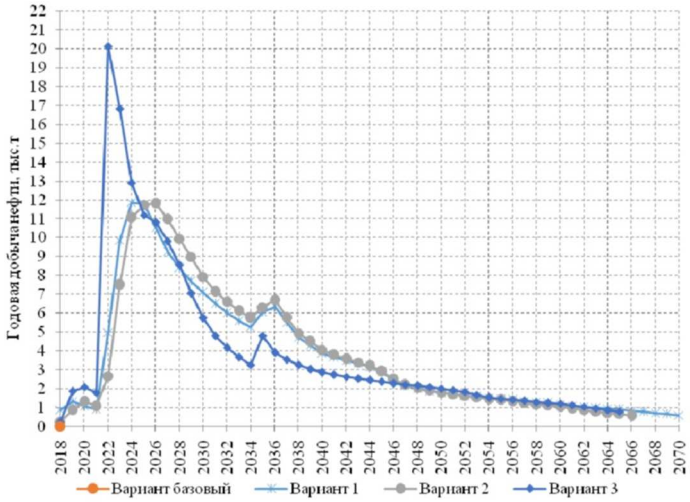

Рисунок 8 – Сравнение годовых отборов нефти по ВЭО

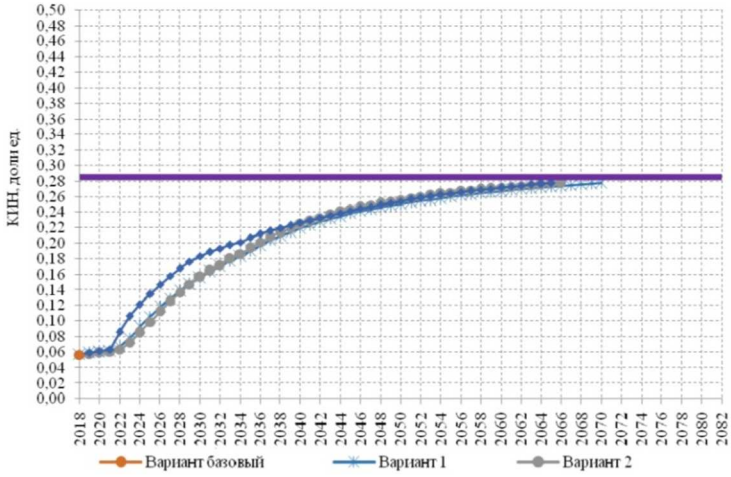

Рисунок 9 – Сравнение КИН по вариантам ВЭО

Литература:

1. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: в 2 томах: учебное пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021. – Т. 1–2.
2. Вотинов А.С., Ракитин Е.Л. Оптимизация технологии газоразрыва пласта в условиях низкопроницаемого карбонатного объекта P1ar+k Пашнинского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 94–101.
3. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. Особенности технологии. Контроль и управление свойствами технологических жидкостей. Часть 1 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 18–25.
4. Григулецкий В.Г., Савельев Ю.П. Направленный многостадийный гидравлический разрыв пласта. О динамических и температурных полях при измерении показателей технологических жидкостей. Часть 2 // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 7. – С. 15–20.
5. Енцов И.И. Перспективы нефтегазоносности джьерских и Тиманско-Саргаевских отложений в районе ухтинской складки // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2013. – № 2. – С. 32–41.
6. Зейгман Ю.В., Сергеев В.В. Опытно-промышленное внедрение комплексной технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 8. – С. 32–37.
7. Кузнеченкова А.И. Особенности геологического строения и анализ разработки джьерских отложений Мичаюского месторождения // СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2013: материалы XIV Международной молодёжной научной конференции: в 5-ти частях (20–22 марта 2013 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2013. – Ч. 2. – С. 112–116.
8. Мавлиев А.Р., Рогачёв М.К., Мардашов Д.В. Обоснование объёмов закачки потокоотклоняющих композиций в нагнетательные скважины // Записки Горного института. – 2011. – Т. 189. – С. 182–186.
9. Михайлов А.Л., Лысенков А.В. Перспективы развития и использования самоотклоняющихся кислотных составов (СКС) при разработке карбонатных коллекторов // ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕДОБЫЧИ – 2018: материалы VII Международной конференции с элементами научной школы для молодёжи (21 декабря 2018 года, г. Уфа). – Уфа : Издательство «Нефтегазовое дело», 2018. – С. 54–56.
10. Новокрещенных Д.В. Повышение эффективности разработки объекта P1ar Пашнинского месторождения (Республика Коми) за счёт внедрения комплексного подхода по использованию геомеханических параметров при планировании ГРП // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых тяжёлых нефтей: материалы Всероссийской научно-технической конференции (с международным участием) (08–10 декабря 2021 года, г. Ухта). – Ухта : Ухтинский государственный технический университет, 2022. – С. 79–84.
11. Факторный анализ эффективности применения самоотклоняющихся кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов / Ю.А. Райский [и др.] // Нефтепромысловая химия: Материалы III Международной научно-практической конференции (XI Всероссийской научно-практической конференции) (24 июня 2016 года, г. Москва). – М. : ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – С. 51–52.
12. Рогачёв М.К., Кондрашев А.О. Обоснование технологии внутрипластовой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах // Записки Горного института. – 2016. – Т. 217. – С. 55–60.
13. Рогачёв М.К., Мухаметшин В.В. Контроль и регулирование процесса солянокислотного воздействия на призабойную зону скважин по геолого-промысловым данным // Записки Горного института. – 2018. – Т. 231. – С. 275–280.
14. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – № 3 (6). – С. 97–120.
15. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Анализ геолого-промысловой информации для проектирования геолого-технических мероприятий на Южно-Русском нефтегазоконденсатном месторождении // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2021. – № 4. – С. 312–327.
16. Якимова Т.С. Самоотклоняющиеся кислотные составы как метод интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах // Недропользование. – 2021. – Т. 21. – № 4. – С. 171–175.

References:

1. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: in 2 volumes: textbook. – Ukhta: Ukhta State Technical University Publishing House, 2021. – Vol. 1–2.

2. Votinov A.S., Rakitin E.L. Optimization of gas fracturing technology in conditions of a low-permeability carbonate object P1ar+k of the Pashninskoye field // Problems of development of deposits of hydrocarbons and ore minerals. – 2020. – Vol. 2. – P. 94–101.

3. Griguletsky V.G., Saveliev Yu.P. Directional multi-stage hydraulic fracturing. Technology features. Control and management of the properties of process fluids. Part 1 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2015. – № 8. – P. 18–25.

4. Griguletsky V.G., Saveliev Yu.P. Directional multi-stage hydraulic fracturing. On dynamic and temperature fields in the measurement of technological fluids. Part 2 // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2016. – № 7. – P. 15–20.

5. Yentsov I.I. Prospects for the oil and gas potential of the Dzhier and Timan-Sargaev deposits in the area of the Ukhta fold // Electronic scientific journal Oil and gas business. – 2013. – № 2. – P. 32–41.

6. Zeigman Yu.V., Sergeev V.V. Pilot-industrial implementation of complex technology for intensification of oil production from carbonate reservoirs // Oilfield business. – 2015. – № 8. – P. 32–37.

7. Kuznechenkova A.I. Features of the geological structure and analysis of the development of the Dzhyer deposits of the Michayuskoye field // SEVERGEOEKOTECH – 2013: materials of the XIV International Youth Scientific Conference: in 5 parts (March 20–22, 2013, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2013. – Part 2. – P. 112–116.

8. Mavliev A.R., Rogachev M.K., Mardashov D.V. Substantiation of injection volumes of flow diverting compositions into injection wells // Journal of Mining Institute. – 2011. – Vol. 189. – P. 182–186.

9. Mikhailov A.L., Lysenkov A.V. Prospects for the development and use of self-deviating acid compositions (SAC) in the development of carbonate reservoirs // ENVIRONMENTAL PROBLEMS OF OIL PRODUCTION – 2018: materials of the VII International Conference with elements of a scientific school for youth (December 21, 2018, Ufa). – Ufa : Oil and Gas Business Publishing House, 2018. – P. 54–56.

10. Novokreshchennykh D.V. Improving the efficiency of the development of the P1ar facility of the Pashninskoye field (Komi Republic) through the introduction of an integrated approach to the use of geomechanical parameters in hydraulic fracturing planning // Problems of geology, field development and operation, transport and processing of hard-to-recover heavy oils: materials of the All-Russian Scientific and Technical Conference (with international participation) (December 08–10, 2021, Ukhta). – Ukhta : Ukhta State Technical University, 2022. – P. 79–84.

11. Factor analysis of the effectiveness of the use of self-diverting acid compositions for the treatment of carbonate reservoirs / Yu.A. Raisky [et al.] // Petroleum Chemistry: Materials of the III International Scientific and Practical Conference (XI All-Russian Scientific and Practical Conference) (June 24, 2016, Moscow). – M. : Publishing center of Russian State University of Oil and Gas (National Research University) named after I.M. Gubkina, 2016. – P. 51–52.

12. Rogachev M.K., Kondrashev A.O. Justification of the technology of insitu waterproofing in low-permeability reservoirs // Journal of Mining Institute. – 2016. – Vol. 217. – P. 55–60.

13. Rogachev M.K., Mukhametshin V.V. Control and regulation of the process of hydrochloric acid impact on the bottomhole zone of wells according to geological and field data // Journal of Mining Institute. – 2018. – Vol. 231. – P. 275–280.

14. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery of the reservoir and ways to increase it // Bulletin of student science of the department of information systems and programming. – 2018. – № 3 (6). – P. 97–120.

15. Savenok O.V., Kusova L.G. Analysis of geological and field information for the design of geological and technical measures at the Yuzhno-Russkoye oil and gas condensate field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – 2021. – № 4. – P. 312–327.

16. Yakimova T.S. Self-deviating acid compositions as a method for intensifying oil production in carbonate reservoirs // Subsoil use. – 2021. – Vol. 21. – № 4. – P. 171–175.