

УДК 622.276.6

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ И МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ СЕВЕРО-ТИМИРГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

DEVELOPMENT PROSPECTS AND METHODS FOR INTENSIFYING OIL PRODUCTION ON THE SEVERO-TIMIRGINSKOYE FIELD

Коновалов Артём Владимирович

студент-магистрант,
институт Нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный
технологический университет
elenakon73@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры
Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Демченко Александр Валерьевич

аспирант,
Кубанский государственный
технологический университет
avdemchenkomail@gmail.com

Аннотация. В статье рассматриваются перспективы разработки и методы интенсификации добычи нефти Северо-Тимиргинского месторождения, открытого в 2003 году. Описывается геологическое строение месторождения, и приводятся сведения о подсчёте запасов углеводородного сырья. Показаны технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки Северо-Тимиргинского месторождения. Представлен анализ эффективности применяемых методов (краткий обзор применяемых технологий для воздействия на пласт и обоснование рабочих агентов воздействия на пласт). Приведено обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи углеводородного сырья на прогнозный период.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения; сведения о подсчёте запасов углеводородного сырья; технологические показатели вариантов разработки; выбор рекомендуемого варианта разработки; анализ расчётных величин коэффициентов извлечения нефти; анализ эффективности применяемых методов; геолого-технические мероприятия в период пробной эксплуатации.

Konovalev Artem Vladimirovich

Masters' student,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban state technological university
elenakon73@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Demchenko Alexander Valerievich

Postgraduate student,
Kuban state technological university
avdemchenkomail@gmail.com

Annotation. The article discusses development prospects and methods for intensifying oil production at the Severo-Timirginskoye field, which was opened in 2003. The geological structure of the field is described, and information is given on the calculation of hydrocarbon reserves. The technological indicators of the development options and the selection of the recommended development option of the Severo-Timirginskoye field are shown. An analysis of the effectiveness of the methods used is presented (a brief overview of the applied technologies for influencing the formation and the justification of the working agents of the impact on the formation). The rationale for the application of methods to increase the recovery and intensification of hydrocarbon production for the forecast period is given.

Keywords: geological structure of the field; information on the calculation of hydrocarbon reserves; technological indicators of development options; selection of the recommended development option; analysis of the estimated values of oil recovery factors; analysis of the effectiveness of the methods used; geological and technical measures in the period of trial operation.

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Северо-Тимиргинское месторождение нефти находится на территории Уватского района юга Тюменской области в 230 км к юго-востоку от п. Уват.

Месторождение Северо-Тимиргинское расположено в пределах двух поисковых блоков Южно-Пихтового и Тимиргинско-Северо-Болотного. В пределах Южно-Пихтового блока находится незначительная площадь месторождения.

Месторождение открыто в 2003 году. В опытно-промышленную разработку месторождение не вводилось. На месторождении выделены два эксплуатационных объекта БС₈¹ и Ю₄₋₅.

Геологическое строение месторождения

Объектом детального изучения разреза являются осадочные мезозойско-кайнозойские отложения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность Западно-Сибирской плиты.

Максимально вскрытый разрез зафиксирован за пределами контура нефтеносности в скважине № 51 и составляет 2774 м, в контуре нефтеносности – в скважине № 50 и составляет 2744 м.

Пласт БС₈¹ в пределах Северо-Тимиргинского был вскрыт одной скважиной (№ 50). По данным интерпретации геофизических данных в скважине № 50 пласт нефтенасыщен до подошвы. Нефтенасыщенная толщина пласта по скважине № 50 составляет 5,2 м. Пласт БС₈¹ имеет следующие характеристики неоднородности:

- для нефтенасыщенной зоны средний коэффициент песчаности составляет 0,36;

- расчленённость – 2.

Размеры залежи составляют 10х5 км, высота – 18 м.

Тип залежи пласта БС₈¹ – пластово-сводовая.

Пласт Ю₄ в пределах Северо-Тимиргинского. был вскрыт пятью скважинами (№№ 50, 52, 56, 57 и 60). По данным интерпретации материалов ГИС пласт характеризуется как нефтенасыщенный до подошвы в обеих скважинах. Эффективные и нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 22,7 м (в скважине № 57) до 37,0 м (в скважине № 53). Пласт Ю₄ имеет следующие характеристики неоднородности:

- для нефтенасыщенной зоны средний коэффициент песчаности составляет 0,2;

- расчленённость – 6.

Размеры залежи составляют 20,3х8,0 км, высота – 110 м.

По типу залежь пласта Ю₄ является структурно-литологической.

Пласт Ю₅ в пределах Северо-Тимиргинского месторождения был вскрыт тремя скважинами (№№ 52, 57 и 58) на глубинах от 2641,8 м (в скважине № 57) до 2677,0 м (в скважине № 58). Общая мощность пласта изменяется от 17,6 м (в скважине № 57) до 28,2 м (в скважине № 52). Эффективная мощность пласта изменяется от 0 м (в скважине № 52) до 15,8 м (в скважине № 58).

Пласт Ю₅ имеет следующие характеристики неоднородности:

- для нефтенасыщенной зоны средний коэффициент песчаности составляет 0,2;

- расчленённость – 6.

Размеры залежи составляют 1,8х1,9 км, высота – 20 м.

Залежь пласта Ю₅ относится к структурно-литологическому типу.

Сведения о подсчёте запасов углеводородного сырья

Начальные запасы нефти Северо-Тимиргинского месторождения оценивались в оперативном порядке в 2007, 2008, 2011, 2013 и 2015 гг.

По результатам бурения скважины № 50 Северо-Тимиргинской площади в 2007 году на государственный баланс были поставлены запасы нефти по пластам БС₈¹ и Ю₄ Северо-Тимиргинского месторождения.

Для дальнейшей разведки месторождения в том же 2007 году пробурена поисковая скважина № 52. На основании получения промышленного дебита нефти из пла-

ста Ю₄ в скважине № 52 была выполнена оперативная оценка запасов нефти и растворённого газа.

В 2011 году с целью дальнейшей разведки месторождения и подготовки его к разработке были заложены скважины №№ 57 и 58. В 2011 году по данным сейсморазведки 3Д и всех пробуренных поисково-разведочных скважин построена детальная геологическая модель Северо-Тимиргинского месторождения, которая легла в основу оперативной оценки запасов 2011 года. В связи с уточнением геологического строения залежей пластов БС₈¹, Ю₄ и открытием залежи в пласте Ю₅ произошло изменение извлекаемых запасов категории С₁ и С₂, изменение структурных планов, уточнение распределения пород-коллекторов по площади, петрофизических параметров.

В 2012 году с целью дальнейшей разведки месторождения была заложена скважина № 60, по результатам бурения и испытания которой уточнено геологическое строение пласта Ю₄ и в 2013 году выполнен оперативный пересчёт запасов.

Основанием для выполнения пятого оперативного пересчёта запасов явились изменения в представлении о геологическом строении месторождения, связанные с проведением геологоразведочных работ в 2013–2015 гг. В этот период на территории месторождения пробурена одна разведочная скважина № 56, исследован керн по трём скважинам (скважины №№ 57, 58 и 60), в связи с привязкой керна произошло уточнение коэффициента пористости, были обновлены основные петрофизические зависимости.

Прирост запасов нефти составил:

- по категории С₁ – геологические / извлекаемые 4344/1303 тыс. тонн;
- по категории С₂ – геологические / извлекаемые 10996/3299 тыс. тонн.

Изменение запасов связано с увеличением площади залежи вследствие опускания УПУ и уменьшением параметров пористости и нефтенасыщенности.

Запасы нефти Северо-Тимиргинского месторождения на 01.01.2019 г. составили (геологические / извлекаемые) 22698/6508 тыс. тонн по категории С₁ и 48534/14047 тыс. тонн по категории С₂. Суммарные геологические запасы растворённого газа составляют 5484 млн м³, в том числе извлекаемые – 927 млн м³. Изменение запасов по отношению к действующему ПТД «Проект пробной эксплуатации Северо-Тимиргинского месторождения»:

- по категории С₁ – геологические / извлекаемые + 13260 / + 3802 тыс. тонн;
- по категории С₂ – геологические / извлекаемые + 11029 / + 2963 тыс. тонн.

Изменение запасов связано с уточнением геологического строения залежей пластов БС₈¹, Ю₄ и открытием залежи в пласте Ю₅.

Эксплуатационные объекты

На Северо-Тимиргинском месторождении выделены два объекта разработки – залежи нефти пластов БС₈¹ и Ю₄.

По данным ОПЗ, проведённого в 2011 году на основе результатов бурения и испытания разведочной скважины № 57Р, а также по материалам выполненной интерпретации данных сейсморазведки 3Д (включая инверсионные преобразования сейсмических данных), количество подсчётных объектов в пределах месторождения увеличилось до трёх с учётом выявления залежи нефти пласта Ю₅.

В качестве эксплуатационного объекта может быть выделен один пласт или группа пластов в разрезе многопластового месторождения, которые схожи по геолого-физическим характеристикам и могут рентабельно эксплуатироваться самостоятельной сеткой скважин.

Обоснование выделения залежей нефти в самостоятельные эксплуатационные объекты осуществляется, исходя из следующих основных критериев:

- геологических, учитывающих геолого-физическую характеристику залежей нефти, условия их разобщения, различие фильтрационно-емкостных свойств коллектора, физико-химических свойств флюидов, характер нефте-, водонасыщенности;
- гидродинамических, определяющих темп и характер выработки запасов нефти, динамику обводнения залежей и т.д.;

- технологических, учитывающих возможность эксплуатации каждого объекта самостоятельной сеткой скважин, применение тех или иных методов воздействия на пласт и условий управления процессом разработки месторождения;
- технико-экономических, учитывающих способ добычи нефти и технические условия, обеспечивающие рентабельную разработку залежей.

Перечисленные критерии в той или иной форме были учтены при решении поставленной задачи. Известно, что для лучшей выработки запасов нефти и получения более высоких коэффициентов извлечения нефти предпочтительна отдельная эксплуатация пластов самостоятельными сетками скважин.

По результатам геологоразведочных работ и поискового бурения на 01.01.2019 г. в разрезе Северо-Тимиргинского месторождения нефтеносность выявлена в трёх пластах: БС₈¹, Ю₄ и Ю₅.

Запасы нефти по Северо-Тимиргинскому месторождению, числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2019 г., по категории С₁ + С₂ в целом по месторождению составляют:

- геологические 71,232 млн тонн;
- извлекаемые 20,555 млн тонн.

Разведанность запасов Северо-Тимиргинского месторождения – низкая. По промышленной категории С₁ оценены 31,9 % НГЗ (22,698 млн тонн) и 31,7 % НИЗ (6,508 млн тонн) нефти.

Пласт БС₈¹

Пласт БС₈¹ содержит 3340/701 тыс. тонн геологических / извлекаемых запасов нефти категории С₁ и 5712/1200 тыс. тонн – категории С₂. Общая доля извлекаемых запасов нефти относительно всего месторождения составляет 9,2 %. Плотность начальных извлекаемых запасов нефти невысокая и составляет 0,657 тыс. тонн/га.

Коллектор этого пласта отличается хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Средневзвешенная по толщине проницаемость – 76,7 мД, пористость – 22 %, средняя нефтенасыщенная толщина – 4,3 м.

Пласт Ю₄ (Тюменская свита)

Пласт Ю₄ содержит 18404/5521 тыс. тонн геологических / извлекаемых запасов нефти категории С₁ и 42822/12847 тыс. тонн – категории С₂. Общая доля извлекаемых запасов нефти относительно всего месторождения составляет 89,4 %. Плотность начальных извлекаемых запасов нефти высокая и составляет 1,634 тыс. тонн/га.

Пласт характеризуется максимальными общими толщинами (55 м) по сравнению с выше- и нижележащими пластами БС₈¹ (18 м) и Ю₅ (17,6 м). Средняя эффективная толщина 11,2 м.

Проницаемость по пласту Ю₄ составляет 16,8 мД, что почти в 4,5 раза ниже, чем по пласту БС₈¹ и примерно равна проницаемости пласта Ю₅ (13,1 мД). Пористость составляет 16 %.

Пласт Ю₅ (Тюменская свита)

Пласт Ю₅ содержит 954/286 тыс. тонн геологических / извлекаемых запасов нефти. Ввиду малой площади вся площадь залежи отнесена к категории С₁ в районе скважины № 57. Общая доля извлекаемых запасов нефти относительно всего месторождения составляет 1,4 %. Средневзвешенная по толщине проницаемость – 13,1 мД, пористость – 16 %, средняя нефтенасыщенная толщина – 4,7 м.

Пласты БС₈¹, Ю₄ и Ю₅ перекрываются в плане, что позволяет использовать фонд ранее выработанного объекта. На рисунке 1 представлена карта совмещённых контуров залежей нефти пластов БС₈¹, Ю₄ и Ю₅.

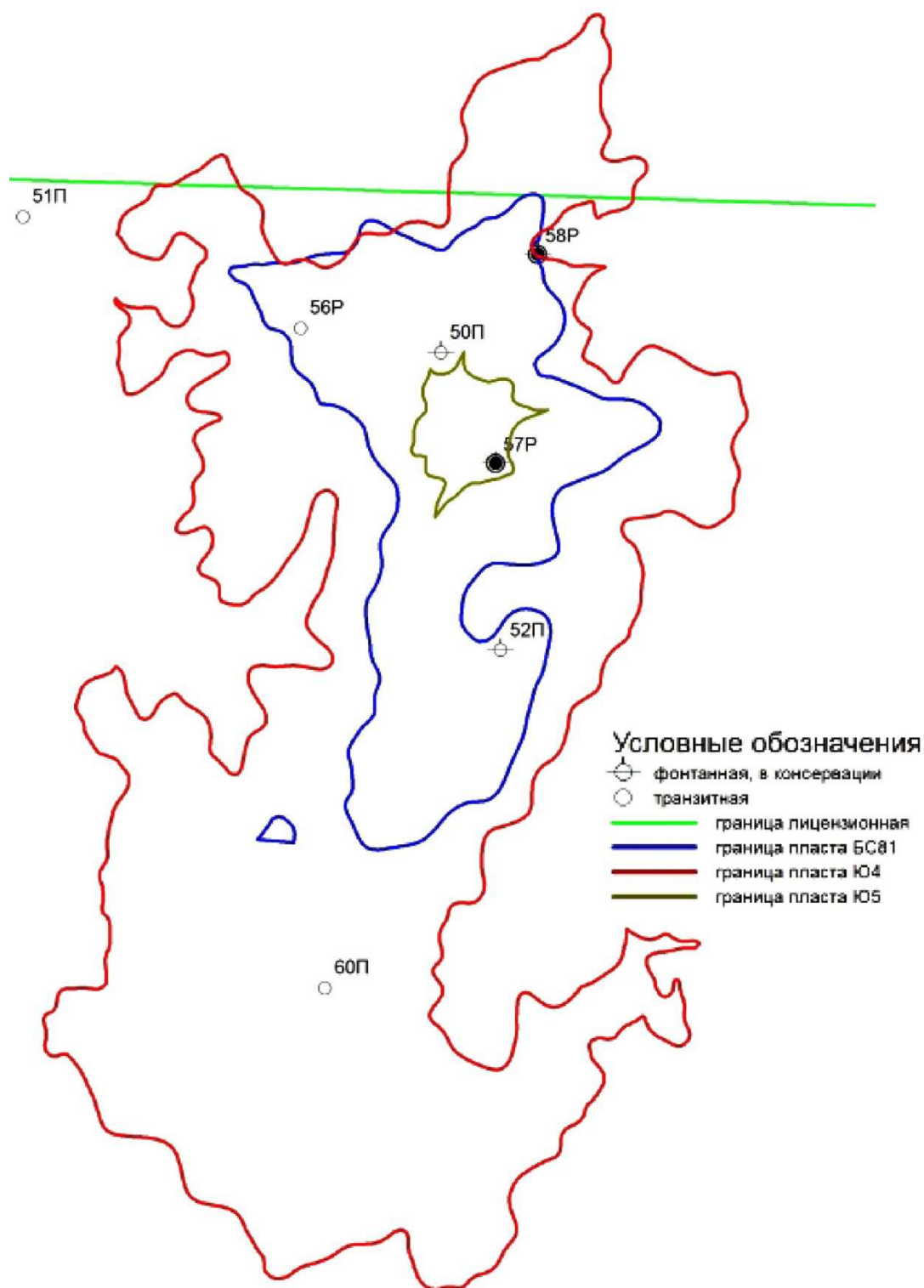


Рисунок 1 – Карта совмещённых контуров залежей нефти пластов BC₈¹, Ю₄ и Ю₅

Основными особенностями геологического строения и параметров рассматриваемого месторождения являются:

- значительная разница в средней глубине залегания пласта BC₈¹ усть-балыкской свиты и пластов Ю₄ и Ю₅ тюменской свиты;
- согласное залегание пластов BC₈¹, Ю₄ и Ю₅ в районе скважины № 50;
- залежь пласта Ю₄ массивная водоплавающая, в плане полностью перекрывается чистонефтяной зоной пласта BC₈¹;

- отличие фильтрационно-емкостных характеристик рассматриваемых залежей пласта БС₈¹ и пластов Ю₄ и Ю₅ тюменской свиты;

- границы залежей пластов БС₈¹, Ю₄ и Ю₅ полностью совпадают в плане.

Следует отметить, что в настоящее время добычный потенциал пластов Северо-Тимиргинского месторождения изучен слабо. Результаты пробной эксплуатации (ПЭ), а также выполнение программы доразведки месторождения в этот период должны расширить представление о номинальных добычных возможностях пластов. При этом нельзя исключить, что данные, полученные за период пробной эксплуатации, требуют корректировки решений относительно выделения объектов разработки.

Таким образом, для пластов Ю₄ и Ю₅ характерны:

- сходство по фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов;
- близость средней глубине залегания;
- совпадение контуров нефтеносности.

В совокупности все эти данные позволяют на текущем этапе выделить два объекта разработки: объект 1 (основной) – включающий в себя пласты Ю₄ и Ю₅ с достаточно высокими коллекторскими и фильтрационно-емкостными свойствами, на долю которого приходится более 91 % начальных извлекаемых запасов нефти месторождения; объект 2 (возвратный) – включающий в себя пласт БС₈¹, обладающий высокими ФЕС, с низкой плотностью начальных извлекаемых запасов нефти.

Технологические показатели вариантов разработки и выбор рекомендуемого варианта разработки

При формировании вариантов разработки, прежде всего, преследовалась цель обеспечения максимального извлечения нефти из недр на основе применения современной техники и технологий при положительной экономической оценке. В основу расчётов технологических показателей была положена методика гидродинамического моделирования, реализованная при помощи гидродинамического симулятора РН-КИМ компании РН-УфаНИПИнефть.

Геометрия выделения границ категории запасов С₁ на залежи Северо-Тимиргинского месторождения не позволяет провести гидродинамические расчёты исключительно в зоне категории запасов С₁. Для приближения моделирования к более реальной ситуации расчёты проводились на всей залежи (в категории С₁ + С₂).

Всего рассмотрено два варианта разработки, как на период пробной эксплуатации, так и на полное развитие.

Первый вариант (базовый) – предусматривает реализацию проектных решений действующего проектного документа «Проект пробной эксплуатации Северо-Тимиргинского месторождения».

Согласно утверждённому ПТД выделены два объекта разработки – БС₈¹ и Ю₄, проектные решения по пласту Ю₅ отсутствуют.

С учётом увеличения площади нефтеносности по пласту Ю₄ на 93,5 % и пласту БС₈¹ на 17,3 % на основании ОПЗ по пластам БС₈¹, Ю₄ и Ю₅ базовый вариант на полное развитие адаптирован к обновлённой геологической основе согласно Временным методическим рекомендациям по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены распоряжением Минприроды № 12-р от 18.05.2016 г.).

Пласты БС₈¹ и Ю₄ выделены в самостоятельные объекты разработки:

- система разработки – обращённая семиточечная 600×600 м, плотность сетки скважин – 40,0 га;
- общий эксплуатационный фонд скважин – 287 ННС (добывающих – 208, нагнетательных – 79);
- вывод из консервации – 2 добывающие (разведочные) скважины;
- фонд для бурения – 285 ННС (добывающих – 206, нагнетательных – 79);
- во всех добывающих и нагнетательных скважинах предусмотрено проведение ГРП.

Основной эксплуатационный объект 1 (пласт Ю₄)

Скважины предполагается бурить наклонно-направленными. Бурение горизонтальных скважин в ПТД 2011 года не рассматривалось в связи с малоизученностью геологического строения залежи. Фонд скважин в нефтяной зоне расставлен до границ внутреннего контура нефтеносности. Планируется применение механизированного способа добычи нефти с самого начала разработки, с поддержанием забойных давлений в зоне не ниже давления насыщения. Закачка воды в пласт Ю₄ проектируется при давлении нагнетания на забое не ниже 40 МПа. Практика освоения систем ПТД аналогичных пластов соседних месторождений показала, что при меньших давлениях система воздействия в зоне нагнетания практически не работает. Предусматривается бурение водозаборных сеноманских скважин для водоснабжения системы ПТД на залежь. В пласт также проектируется закачка очищенных попутных вод, добываемых при разработке залежи. С учётом этого фонд водозаборных скважин составит 13 скважин.

Проектный рабочий перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин принимается одинаковым и равным 23–24 МПа.

Предполагается постепенный ввод скважин в разработку на основном эксплуатационном объекте 1 (пласт Ю₄). Сначала разбуриваются скважины, расположенные в зоне, отнесённой к категории запасов С₁, затем – к категории С₂.

Накопленная добыча нефти составит 18368 тыс. тонн при КИН – 0,300 (по пласту Ю₄), накопленная добыча жидкости – 50635 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 53653 тыс. м³.

Общий фонд скважин – 300, в том числе 208 добывающих, 79 нагнетательных, 13 водозаборных. Вывод из консервации – 2 добывающие (разведочные) скважины. Фонд для бурения – 285 эксплуатационных ННС (добывающих – 206, нагнетательных – 79) и 13 водозаборных скважин.

Возвратный эксплуатационный объект 2 (пласт БС₈¹)

Исходя из того, что суммарные извлекаемые запасы нефти пласта БС₈¹ по категориям С₁ + С₂ составляют 1901 тыс. тонн, т.е. менее 10 % от общих извлекаемых запасов месторождения и контуры объекта 2 (пласт БС₈¹) полностью совпадают с основным объектом 1 (пласт Ю₄) рассмотрен вариант разработки пласта БС₈¹ возвратным фондом скважин, после отработки на Ю₄.

Вариант предполагает перевод скважин с нижележащего объекта Ю₄ после отработки на нём. Предполагается организация обращённой семиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 600 метров.

Проектируется применение механизированного способа добычи нефти с самого начала разработки, с поддержанием забойных давлений в зоне не ниже давления насыщения.

Закачка воды в пласт БС₈¹ проектируется при давлении нагнетания на забое 35 МПа.

Проектный рабочий перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин разработки принимается одинаковым и равным 23–24 МПа.

Накопленная добыча нефти составит 1901 тыс. тонн при КИН – 0,210, накопленная добыча жидкости – 4196 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 4455 тыс. м³.

Общий фонд скважин – 85, в том числе 56 добывающих, 29 нагнетательных. Все скважины переводятся (ПВЛГ) с нижележащего объекта после отработки.

Месторождение в целом

Вариант представляет собой сумму по объектам.

Бурение на месторождении планируется начать с 1 года промышленной разработки. Разбуривание объектов закончится на 22 год ведения работ. Проектный фонд для бурения составит 298 скважин, из них 206 добывающих, 79 нагнетательных и 13 водозаборных скважины.

Планируется вывод из консервации 2 добывающих (разведочных) скважин.

В целом по категории С₁ + С₂ эксплуатационный фонд скважин составит 287 единиц (208 добывающих и 79 нагнетательных).

Максимальный уровень добычи нефти достигается на 17 год ведения работ и составляет 489,4 тыс. тонн нефти. На конец расчётного периода накопленная добыча жидкости и объёма закачанной воды составят 54831 тыс. тонн и 58108 тыс. м³, что обеспечит накопленный отбор нефти – 20269 тыс. тонн. Накопленный отбор нефти на одну скважину основного фонда составит 70,6 тыс. тонн/скв. Технологический срок разработки составит 85 лет. Коэффициент нефтеизвлечения при достижении 97,5 % обводнённости достигнет 0,285 доли ед. (при утверждённом КИН – 0,289).

На рисунке 2 представлена схема размещения проектного фонда скважин по варианту 1 (базовый) на основе карты суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин пластов БС₈¹ и Ю₄.

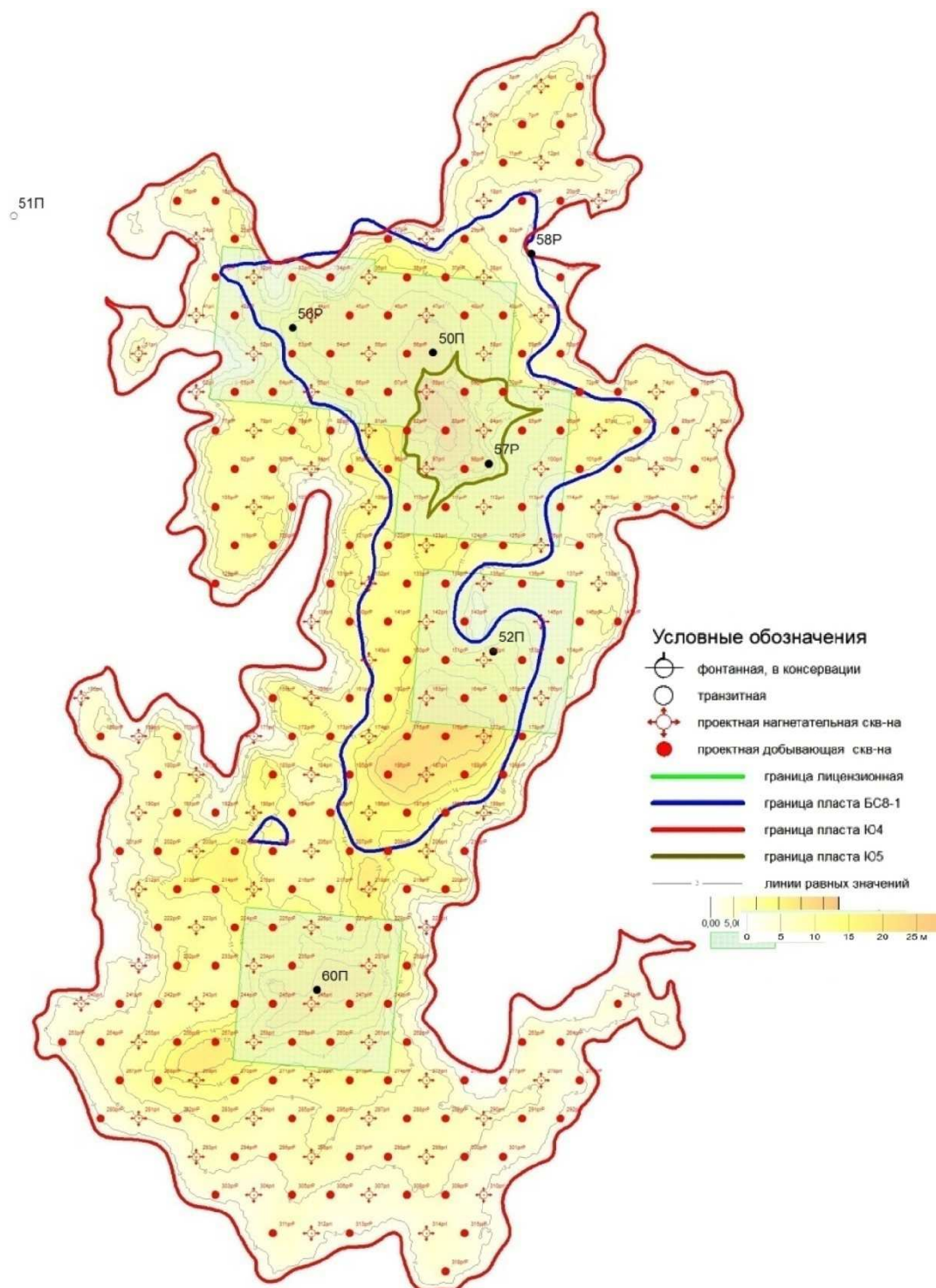


Рисунок 2 – Схема размещения проектного фонда скважин по варианту 1 (базовый)

В связи с уточнением геологического строения залежей пластов БС₈¹, Ю₄, открытия залежи в пласте Ю₅ по результатам бурения и испытания разведочной скважины № 56Р, проведённых исследований керна, интерпретации сейсморазведочных работ ЗД в ОПЗ по пластам БС₈¹, Ю₄ и Ю₅ произошло изменение извлекаемых запасов категории С₁ и С₂ за счёт перевода из более низшей категории и изменений структурных планов, уточнения распределения пород-коллекторов по площади, петрофизических параметров. Вышеперечисленные изменения подсчётных параметров и величин запасов как по залежам нефти пластов БС₈¹, Ю₄ и Ю₅, так и в целом по месторождению привели к необходимости расчёта дополнительного варианта 2 (рекомендуемый).

В ходе формирования рекомендуемого варианта 2 на секторной модели пласта Ю₄ с целью выбора наиболее оптимальной системы были рассмотрены следующие 28 вариантов дальнейшей разработки:

- варианты 1, 2, 3, 4 – обращённая пятиточечная (расстояние между скважинами 500, 600, 700, 800 м, плотность сетки скважин – 25, 36, 49, 64 га);
- варианты 5, 6, 7, 8 – обращённая семиточечная (плотность сетки скважин – расстояние между скважинами 500, 600, 700, 800 м, плотность сетки скважин – 25, 36, 49, 64 га);
- варианты 9, 10, 11, 12 – обращённая девятиточечная (плотность сетки скважин – расстояние между скважинами 500, 600, 700, 800 м, плотность сетки скважин – 25, 36, 49, 64 га);
- варианты 13, 14, 15 – рядная система размещения ГС с длиной ГС 400 м и расстоянием между рядами скважин – 200, 300, 400 м;
- варианты 16, 17, 18 – рядная система размещения ГС с длиной ГС 600 м и расстоянием между рядами скважин – 300, 450, 600 м;
- варианты 19, 20, 21 – рядная система размещения ГС с длиной ГС 800 м и расстоянием между рядами скважин – 400, 600, 800 м;
- варианты 22, 23, 24 – рядная система размещения ГС с длиной ГС 1000 м и расстоянием между рядами скважин – 500, 750, 1000 м;
- варианты 25, 26, 27, 28 – модифицированная обращённая семиточечная система размещения с применением добывающих ГС (с длиной ГС 500, 600, 700, 800 м) и нагнетательной ННС.

Схемы типовых элементов, рассмотренных на секторной модели при выборе вариантов разработки, представлены на рисунке 3.

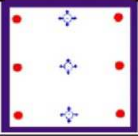
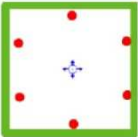
Схема элемента	Система разработки	Варьируемые параметры
	Однорядная	a – 400-800 м b – 400-1000 м
	Семиточечная	a – 400-800 м
	Пятиточечная	a – 400-800 м
	Девятиточечная	a – 400-800 м

Рисунок 3 – Схемы типовых элементов, рассмотренных на секторной модели при выборе вариантов разработки

В концепцию формирования варианта 2 (рекомендуемый) на секторной модели пласта Ю₄ разработки Северо-Тимиргинского месторождения заложены следующие принципы:

- во всех вариантах скважины размещаются до границ нефтеносности;
- во всех вариантах предусмотрено поддержание пластового давления;
- при технической возможности планируется расконсервация разведочной скважины;
- предусматривается проведение гидравлического разрыва пласта в добывающих скважинах, расположенных в чисто нефтяной зоне;
- добывающие скважины эксплуатируются механизированным способом и оборудуются насосами ЭЦН;
- нагнетательные скважины переводятся под нагнетание через 6 месяцев после отработки на нефть;
- во всех вариантах предусмотрен широкий комплекс геолого-технологических мероприятий;
- предельная обводнённость отключения добывающих скважин 98 % или достижение дебита нефти 0,5 тонн/сут.;
- коэффициент эксплуатации добывающих скважин в вариантах расчёта технологических показателей разработки принят 0,95 и коэффициент использования – 0,9.

По результатам расчёта ТЭП наибольшей эффективностью характеризуется вариант с длиной ГС 600 метров, с расстоянием между рядами 600 метров, а также варианты с модифицированной обращённой семиточечной системой размещения с применением добывающих ГС (с длиной ГС 500, 600, 700, 800 метров) и нагнетательной ННС.

На рисунке 4 представлен подбор оптимального соотношения NPV – КИН для различных систем разработки.

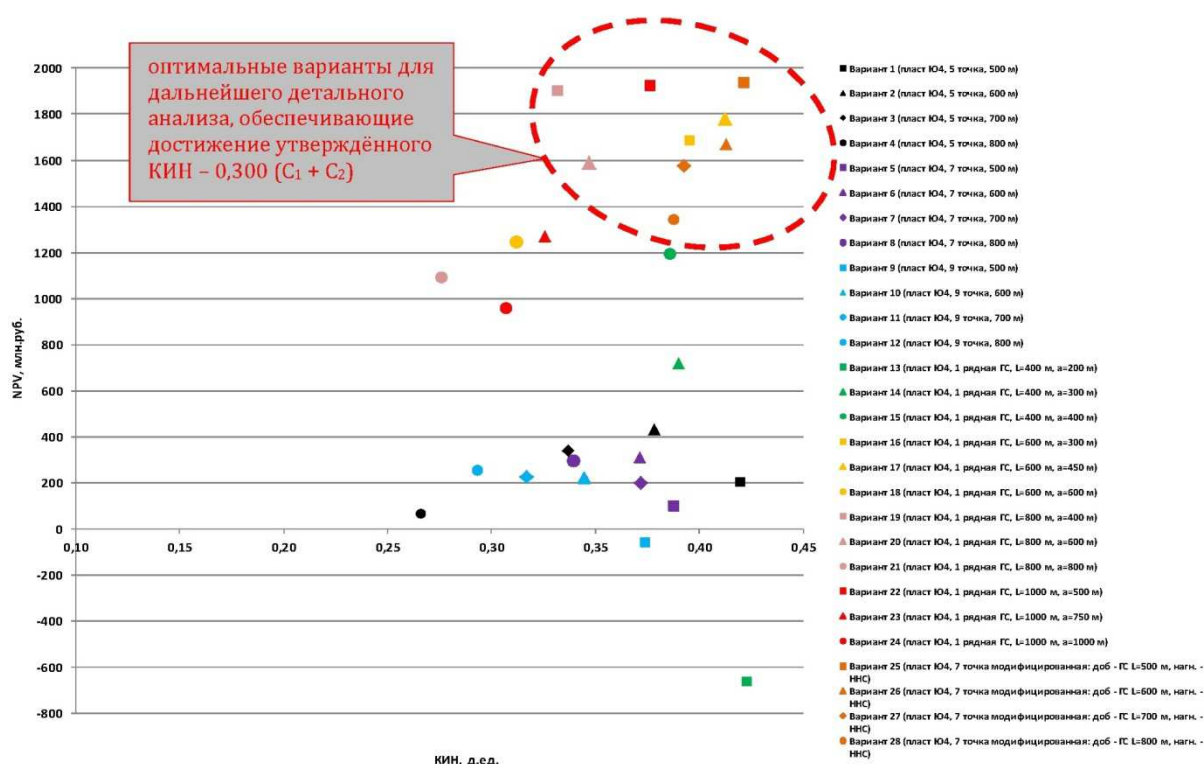


Рисунок 4 – Подбор оптимального соотношения NPV – КИН для различных систем разработки

Второй вариант (рекомендуемый)

Пласты БС₈¹ и Ю₄ + Ю₅ выделены в самостоятельные объекты разработки.

Стратегия разработки объектов – доизучение целевых пластов эксплуатационным фондом скважин, испытание технологии ГС со множественным ГРП (мГРП). Бурение пи-

лотных стволов на месторождении для задач доизучения и исследовательских работ не предусмотрено ввиду значительного количества планируемых к бурению ННС.

- система разработки – площадная семиточечная модифицированная 600×600 м с применением добывающих ГС (с длиной ГС и расстоянием между рядами 600 м) и нагнетательной ННС, плотность сетки скважин – 56,8 га;
- общий эксплуатационный фонд скважин – 201 (добывающих – 118, нагнетательных – 83), в т.ч. ГС – 100, ННС – 101);
- вывод из консервации – 6 разведочных скважин (добывающих – 5, нагнетательных – 1);
- фонд для бурения – 195 эксплуатационных скважин (добывающих – 113, нагнетательных – 82), в т.ч. ГС – 100 (все добывающие), ННС – 95 (добывающих – 13, нагнетательных – 82);
- во всех добывающих и нагнетательных скважинах предусмотрено проведение ГРП (во всех ГС предполагается проведение множественного ГРП).

Основной эксплуатационный объект 1 (пласт Ю₄ + Ю₅)

Скважины предполагается бурить – добывающие горизонтальные и нагнетательные наклонно-направленные. Фонд скважин в нефтяной зоне расставлен до границ внутреннего контура нефтеносности. Планируется применение механизированного способа добычи нефти с самого начала разработки, с поддержанием забойных давлений в зоне не ниже давления насыщения. Закачка воды в объект 1 проектируется при давлении нагнетания на забое не ниже 40 МПа. Предусматривается бурение водозаборных сеноманских скважин для водоснабжения системы ППД на залежь. В пласт также проектируется закачка очищенных попутных вод, добываемых при разработке залежи. С учётом этого фонд водозаборных скважин составит 13 скважин.

Проектный рабочий перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин принимается одинаковым и равным 23–24 МПа.

Ввод скважин в разработку на основном эксплуатационном объекте 1 предполагается не мгновенный. Сначала разбуриваются скважины, расположенные в зоне, отнесённой к категории запасов С₁, затем С₂.

С целью детального изучения пласта Ю₅ предлагается в двух пробуренных добывающих скважинах провести ГПР только в интервале пласта Ю₅.

Накопленная добыча нефти составит 18654 тыс. тонн при КИН – 0,300 (по пласту Ю₄ + Ю₅), накопленная добыча жидкости – 75790 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 78800 тыс. м³.

Общий фонд скважин – 212, в том числе 116 добывающих, 83 нагнетательных, 13 водозаборных. Вывод из консервации – 6 разведочных скважин (5 добывающих, 1 нагнетательная).

Фонд для бурения – 193 эксплуатационных скважин (111 добывающих, 82 нагнетательных) и 13 водозаборных скважин.

Возвратный эксплуатационный объект 2 (пласт БС₈¹)

Исходя из того, что суммарные извлекаемые запасы нефти пласта БС₈¹ по категориям С₁ + С₂ составляют 1901 тыс. тонн, т.е. менее 10 % от общих извлекаемых запасов месторождения и контуры объекта 2 полностью совпадают с основным объектом 1, рассмотрен вариант разработки пласта БС₈¹ возвратным фондом скважин после отработки объекта 1 (на пласт Ю₄).

Вариант предполагает перевод скважин с нижележащего объекта после отработки на нём. Предполагается организация обращённой семиточечной системы разработки с расстоянием между скважинами 600 метров.

С целью детального изучения пласта БС₈¹ предлагается опережающее бурение двух горизонтальных скважин в зоне максимальных толщин.

Проектируется применение механизированного способа добычи нефти с самого начала разработки, с поддержанием забойных давлений в зоне не ниже давления насыщения.

Закачка воды в пласт БС₈¹ проектируется при давлении нагнетания на забое 35 МПа.

Проектный рабочий перепад давления между забоями нагнетательных и добывающих скважин разработки принимается одинаковым и равным 23–24 МПа.

Накопленная добыча нефти составит 1901 тыс. тонн при КИН – 0,210, накопленная добыча жидкости – 7777 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 8001 тыс. м³.

Общий фонд скважин – 54, в том числе 34 добывающих, 20 нагнетательных. Фонд для бурения – 2 эксплуатационные добывающие скважины. Перевод с нижележащего объекта – 52 скважины (32 добывающие, 20 нагнетательные).

Месторождение в целом

Вариант представляет собой сумму по объектам.

Бурение на месторождении планируется начать с 1 года промышленной разработки. Разбуривание объектов закончится на 9 год ведения работ. Проектный фонд для бурения составит 208 скважин, из них 113 добывающих (в т.ч. ГС – 100, ННС – 13), 82 нагнетательных (в т.ч. ННС – 82) и 13 водозаборных скважины.

Планируется вывод из консервации 6 разведочных скважин (5 добывающих, 1 нагнетательная).

В целом по категории С₁ + С₂ эксплуатационный фонд скважин составит 201 единицу (118 добывающих и 83 нагнетательных).

Максимальный уровень добычи нефти достигается на 9 год ведения работ и составляет 1181,3 тыс. тонн нефти. На конец расчётного периода накопленная добыча жидкости и объёма закачанной воды составят 83567 тыс. тонн и 86802 тыс. м³, что обеспечит накопленный отбор нефти – 20555 тыс. тонн. Накопленный отбор нефти на одну скважину основного фонда составит 102,3 тыс. тонн/скв. Технологический срок разработки составит 85 лет. Коэффициент нефтеизвлечения при достижении 97,9 % обводнённости достигнет 0,289 доли ед. (при утверждённом КИН – 0,289).

На рисунке 5 представлена схема размещения проектного фонда скважин по варианту 2 (рекомендуемый) на основе карты суммарных эффективных нефтенасыщенных толщин пластов БС₈¹, Ю₄ и Ю₅.

Период пробной эксплуатации

Выбор участка пробной эксплуатации обосновывается следующими критериями:

- расположение в районе скважин №№ 56Р, 50П, 57Р, 52П и 60П, в которых получены промышленные притоки нефти, в зонах запасов категории С₁;
- расположение в зонах максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин;
- размещение участков в зонах взаимного расположения с пластами БС₈¹ и Ю₄ с целью обеспечения всего комплекса мероприятий по доизучению этих пластов.

Основываясь на вышеперечисленных критериях, участки пробной эксплуатации размещаются в районе скважин №№ 56Р, 50П, 57Р, 52П и 60П (категория запасов С₁), а также с целью доразведки на границе категорий запасов С₁ и С₂ (будет уточнена граница запасов в категории С₁, часть запасов категории С₂ будут переведены в категорию С₁).

Таким образом, предлагается формирование первоочередных участков, которые в дальнейшем должны вписаться в выбранную сетку скважин.

На период пробной эксплуатации (1–3 годы) по объекту 1 (пласты Ю₄₋₅) предусматривается:

1 год – вывод из консервации трёх скважин (№№ 50П, 56Р и 57Р) в добычу с ГРП;

2 год – бурение 16 ГС с мГРП (16 добывающих) и 18 ННС (3 добывающих, 15 нагнетательных) с ГРП; вывод из консервации одной скважины (№ 60Р) в добычу с ГРП;

3 год – бурение 11 ГС с мГРП (11 добывающих) и 15 ННС (2 добывающих, 13 нагнетательных) с ГРП.

Накопленная добыча нефти составит 1137 тыс. тонн при обводнённости 39,4 % и коэффициенте нефтеотдачи 0,018 доли ед. Накопленная добыча жидкости составят 1853 тыс. тонн.

На период пробной эксплуатации (1–3 годы) по объекту 2 (пласт БС₈¹) предусматривается:

1 год – бурение двух добывающих ГС (проведение ГРП – не предусматривается).

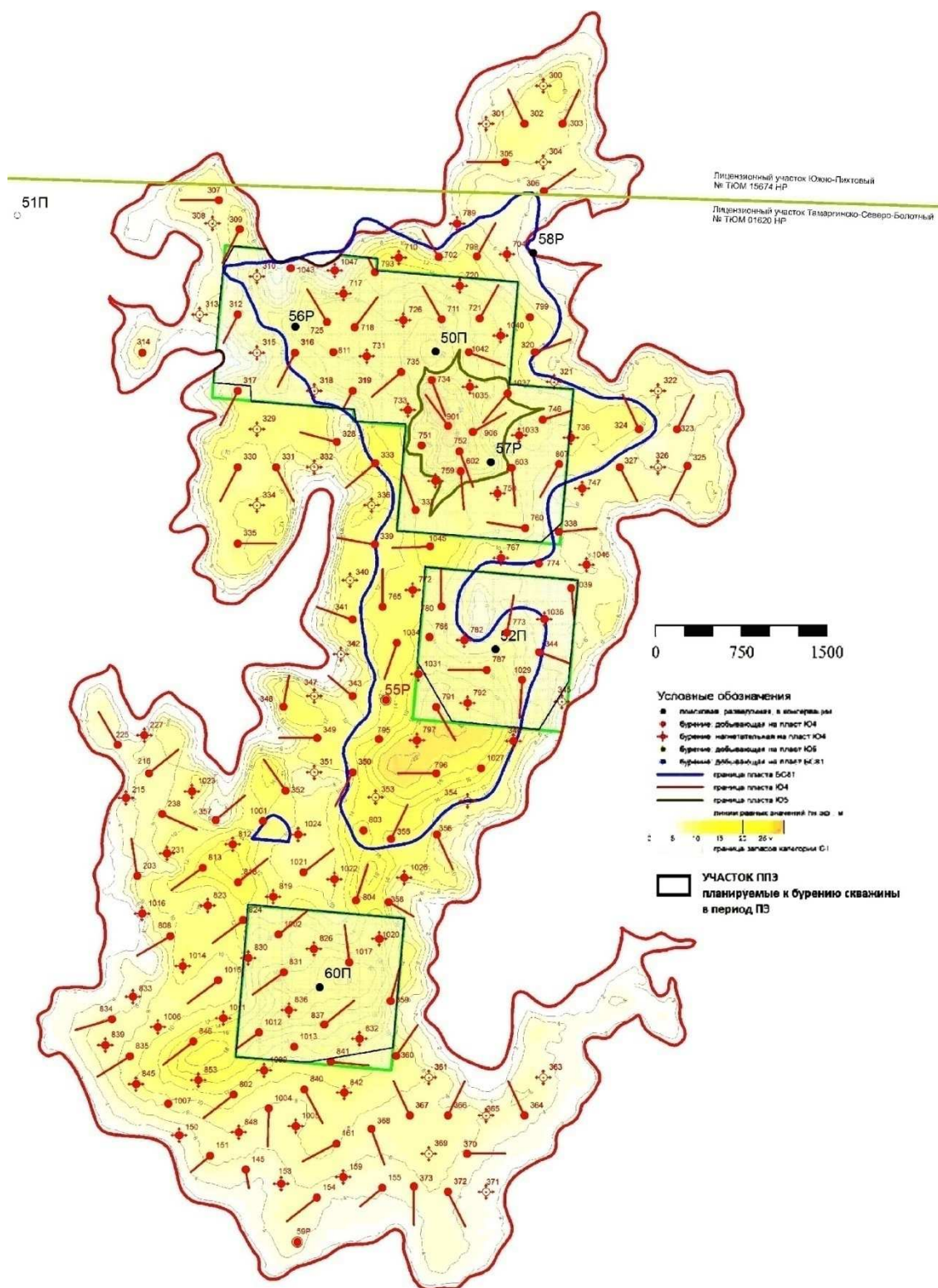


Рисунок 5 – Схема размещения проектного фонда скважин по варианту 2 (рекомендуемый)

Накопленная добыча нефти составит 26 тыс. тонн при обводнённости 34,6 % и коэффициенте нефтеотдачи 0,003 доли ед. Накопленная добыча жидкости составит 36 тыс. тонн

На период пробной эксплуатации (1–3 годы) в целом по месторождению предусматривается:

1 год – бурение двух добывающих ГС на объект 2 (пласт БС₈¹) без ГРП; вывод из консервации трёх скважин (№№ 50П, 56Р и 57Р) в добычу с ГРП;

2 год – бурение 16 ГС с мГРП (16 добывающих) и 18 ННС (3 добывающих, 15 нагнетательных) с ГРП; вывод из консервации одной скважины (№ 60Р) в добычу с ГРП;

3 год – бурение 11 ГС с мГРП (11 добывающих) и 15 ННС (2 добывающих, 13 нагнетательных) с ГРП.

Проектные уровни на период пробной эксплуатации:

- добыча нефти, тыс. тонн – 667,1 (3 год);
- добыча жидкости, тыс. тонн – 1100,3 (3 год);
- закачка воды, тыс. м³ – 1094,1 (3 год);
- добыча газа, млн м³ – 31,1 (3 год).

Накопленная добыча нефти составит 1163 тыс. тонн при обводнённости 39,4 % и коэффициенте нефтеотдачи 0,016 доли ед. Накопленная добыча жидкости составит 1890 тыс. тонн.

Динамика основных показателей разработки по вариантам приведена на рисунках 6–9.

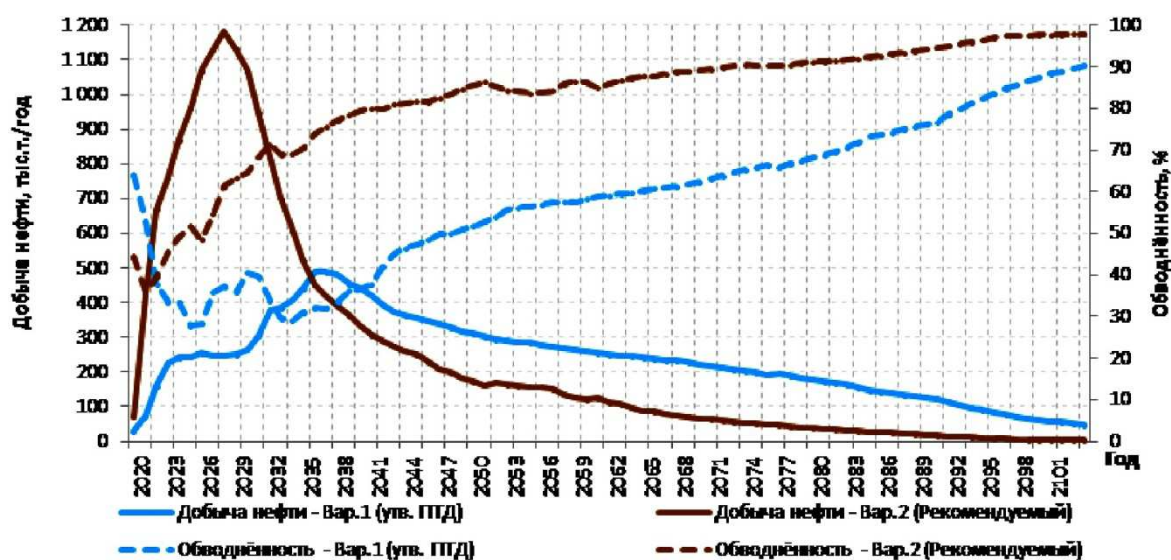


Рисунок 6 – Динамика добычи нефти и обводнённости по месторождению в целом (варианты 1 и 2)

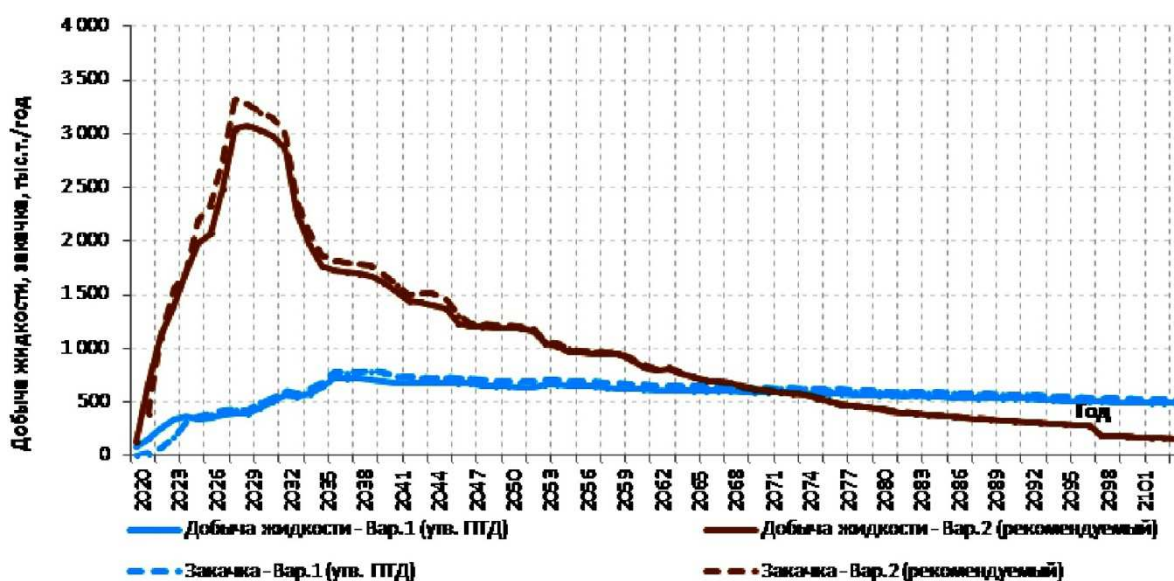


Рисунок 7 – Динамика добычи жидкости и закачки по месторождению в целом (варианты 1 и 2)

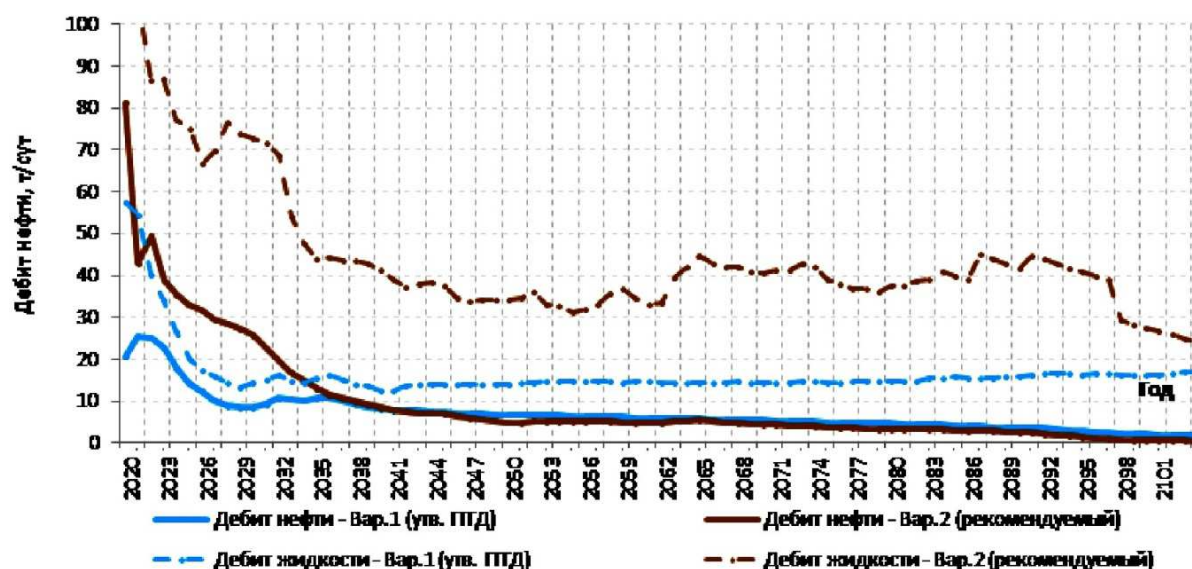


Рисунок 8 – Динамика дебитов нефти и жидкости по месторождению в целом (варианты 1 и 2)

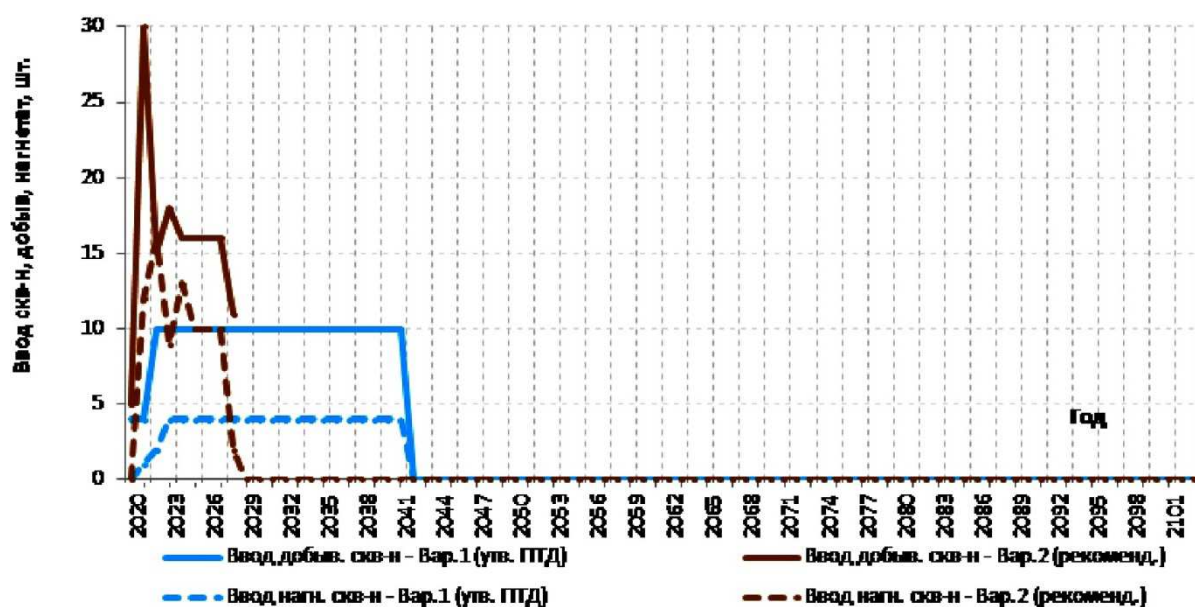


Рисунок 9 – Динамика ввода новых скважин по месторождению в целом (варианты 1 и 2)

Анализ расчётных величин коэффициентов извлечения УВС

В соответствии с «Методическими рекомендациями» расчётные значения КИН по вариантам разработки должны быть сопоставлены с коэффициентами нефтеизвлечения, определёнными с помощью других методик. Оценка извлекаемых запасов нефти по характеристикам вытеснения не может быть выполнена по причине отсутствия таковых по объектам БС₈¹ и Ю₄₋₅. В связи с этим далее анализируются оценки по статистической модели и эмпирическому методу.

Статистические модели используют зависимости коэффициента нефтеизвлечения от геолого-физических характеристик пласта. Разработан целый ряд статистических моделей для определения значений КИН. В данной статье применялись модели, основанные на оценке КИН месторождений с терригенными коллекторами, разрабатываемыми с применением технологии заводнения (закачки воды в пласт). Также отбирались модели с наименьшей степенью погрешности по оценкам различных авторов.

Расчётные значения коэффициентов извлечения нефти, полученные по статистической модели для пластов, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчётные значения КИН по статистической модели

Параметр		БС ₈ ¹	Ю ₄₋₅
Вязкость нефти, сПз		4,44	2,36
Вязкость воды, сПз		0,35	0,35
Пластовая температура, °С		70	8,8
Коэффициент проницаемости, мД		76,7	15,0
Коэффициент пористости, доли ед.		0,22	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.		0,51	0,62
Нефтенасыщенная толщина, м		3,6	6,6
Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,36	0,72
Коэффициент расчленённости, ед.		2	5
Доля ВНЗ, доли ед.		–	–
Плотность сетки скважин, га/скв.		53,5	56,8
Объёмный коэффициент нефти, ед.		1,040	1,133
Пластовое давление, атм.		210	239
Конечное пластовое давление, атм.		210	239
КИН модель	минимальное	0,312	0,227
	максимальное	0,416	0,397
	среднее	0,364	0,312

Эмпирическим методом КИН по пластам оценивались согласно «Методическому руководству по расчёту коэффициентов извлечения нефти из недр» (РД 39-0147035-214-86). Данный метод также учитывает характеристики коллектора пласта (коэффициенты песчанистости и расчленённости), гидропроводность пласта и плотность проектной сетки скважин. В основе метода лежит статистически обобщённый метод оценки КИН, накопленный в отечественной и зарубежной практике, который описывается различными формулами в зависимости от свойств коллектора. Система определяющих КИН параметров включает характеристики эксплуатационных объектов, которые достаточно надёжно устанавливаются в процессе разведки месторождения: средняя проницаемость, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, вязкость нефти в пластовых условиях, коэффициент песчанистости и коэффициент расчленённости:

$$\text{КИН} = A \cdot \exp\left(-B \cdot \frac{S}{\sqrt{G}}\right),$$

где A и B – коэффициенты, зависящие от характеристик коллектора пласта; S – плотность сетки скважин, га/скв.; G – коэффициент гидропроводности, Д·см/сПз.

Расчётные значения коэффициентов извлечения нефти, полученные эмпирическим методом для пластов, приведены в таблице 2.

По выделенным эксплуатационным объектам Ю₄₋₅ и БС₈¹, а также по месторождению в целом проведён анализ расчётных значений коэффициентов извлечения УВС, полученных для рассматриваемых вариантов разработки 1 и 2. Проведено их сопоставление со значениями коэффициентов извлечения, определёнными другими методами, и по другим разрабатываемым месторождениям со сходными геолого-промысловыми характеристиками.

Таблица 2 – Расчётные значения КИН по эмпирической модели

Параметр		БС ₈ ¹	Ю ₄₋₅
1		2	3
Коэффициент песчанистости, доли ед.		0,36	0,72
Коэффициент расчленённости, ед.		2	5

Продолжение таблицы 2

1	2	3
Плотность сетки скважин, га/скв.	53,5	56,8
Коэффициент проницаемости, мД	76,7	15,0
Нефтенасыщенная толщина, м	3,6	6,6
Вязкость нефти, сПз	4,44	2,36
КИН модель	0,322	0,300

В соответствии с «Временными методическими рекомендациями» в таблице 3 приведены расчётные значения КИН по вариантам разработки.

Приведённые в таблице расчётные величины КИН являются технологическими, поскольку они рассчитывались до предельной, фиксированной обводнённости 98 %.

Необходимо отметить, что приведённая в таблице 3 величина Квыт (0,482) для объекта Ю₄₋₅ является расчётной, полученной в результате взвешивания по величине геологических запасов категории С₁ + С₂ величин Квыт по пластам Ю₄ (геологические запасы – 61,226 млн тонн, Квыт – 0,481) и Ю₅ (геологические запасы – 0,954 млн тонн, Квыт – 0,563).

Сопоставление полученных результатов показывает корректность расчётных значений КИН по пластам Ю₄ и Ю₅ объекта Ю₄₋₅. По пласту БС₈¹ расчётные коэффициенты (0,210) много ниже, чем статистические (среднее 0,364). Это объясняется тем, что только одна из статистических моделей (Хавкина А.Я., Гомзикова В.К.) в небольшой степени учитывает площадь ВНЗ, а остальные – нет. Данная особенность очень существенна для пласта БС₈¹ Северо-Тимиргинского месторождения, т.к. средняя доля ВНЗ по пласту примерно равна 0,8.

Обоснование рекомендуемых извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения

В таблице 4 для вариантов 1 и 2 приводятся величины извлекаемых запасов нефти, растворённого газа и значения рентабельных коэффициентов извлечения (КИН) по объектам БС₈¹ и Ю₄₋₅ и месторождению в целом на основании расчётов по геолого-гидродинамическим моделям.

Анализ изменения извлекаемых запасов

Начальные запасы нефти Северо-Тимиргинского месторождения оценивались в оперативном порядке в 2007, 2008, 2011, 2013 и 2015 гг. В статье выполнены расчёты на запасы УВ, числящиеся на государственном балансе по состоянию на 01.01.2019 г.

В таблице 5 приводится обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации.

Из таблицы 5 видно, что в целом по месторождению пересчитанные запасы нефти не изменились.

Анализ эффективности применяемых методов

Краткий обзор применяемых технологий для воздействия на пласт

Наиболее перспективными в современных условиях являются новые технологии воздействия на продуктивные пласты. В их число входит вскрытие пластов во всех скважинах на равновесных растворах с применением глубокопроникающей перфорации, осуществление гидроразрыва пластов, бурение горизонтальных скважин, кислотная обработка призабойной зоны и т.п. Выводы о возможности использования этих технологий для Северо-Тимиргинского месторождения были сделаны на основе опыта разработки других месторождений с аналогичными типами коллекторов.

Таблица 3 – Сопоставление утверждённых и расчётных коэффициентов извлечения нефти из недр

Эксплуатационный объект	Вариант разработки	Расчётные величины			
		коэффициент вытеснения	коэффициент охвата	КИН	КИН по другим методикам и/или месторождениям-аналогам
БС ₈ ¹ (C ₁ + C ₂)	1	0,423	0,496	0,210	значения КИН по статистическим моделям приведены в таблицах
	2	0,423	0,496	0,210	
БС ₈ ¹ (C ₁)	2	0,423	0,496	0,210	
	2	0,423	0,496	0,210	
Ю ₄₋₅ (C ₁ + C ₂)	1	0,482	0,612	0,295	
	2	0,482	0,622	0,300	
Ю ₄₋₅ (C ₁)	2	0,482	0,622	0,300	
Ю ₄₋₅ (C ₂)	2	0,482	0,622	0,300	
Месторождение в целом (C₁ + C₂)	1	–	–	0,285	
	2	–	–	0,289	
Месторождение в целом (C ₁)	2	–	–	0,287	
Месторождение в целом (C ₂)	2	–	–	0,289	

Таблица 4 – Сопоставление по вариантам разработки извлекаемых запасов нефти и растворённого газа, коэффициентов извлечения нефти

Эксплуатационный объект	Вариант разработки	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые запасы		
			нефти, тыс. тонн	растворённого газа, млн. м ³	ценных компонентов (указать каких)
БС ¹ ₈	1	0,210	1901	51	–
	2	0,210	1901	51	–
Ю ₄₋₅	1	0,295	18368	862	–
	2	0,300	18654	876	–
Месторождение в целом	1	0,285	20269	913	–
	2	0,289	20555	927	–

Таблица 5 – Обоснование и сопоставление рекомендуемого технологического КИН с числящимися на государственном балансе запасов полезных ископаемых Российской Федерации

Подсчётный объект	Числящиеся на госбалансе			Рекомендуемые			Изменение КИН, +/-, %
	коэффициент вытеснения, доли ед.	коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	коэффициент вытеснения, доли ед.	коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	
БС ¹ ₈	0,423	0,496	0,2	0,423	0,496	0,210	0 / 0
Ю ₄	0,481	0,620	0,3	0,481	0,620	0,298	0 / 0
Ю ₅	0,563	0,533	0,3	0,563	0,533	0,300	0 / 0
Всего по месторождению	–	–	0,298	–	–	0,298	0 / 0

Примечание: приводятся итоги по пластам и месторождению в целом по запасам категории С₁+С₂.

Одним из важнейших этапов ввода скважины в эксплуатацию после бурения или проведения ремонтных работ является вскрытие продуктивных пластов, которое во многом обуславливает продуктивность скважин и нефтеотдачу. Данные технологии необходимо рассмотреть подробнее.

Глубокопроникающая прострелочно-взрывная перфорация

В последние годы на месторождениях Западной Сибири большое распространение получили глубокопроникающие перфорационные системы **TCP Dynawell**, снаряжённые кумулятивными зарядами типа RDX. Область применения перфораторов определяется:

- глубоким проникновением кумулятивной струи в горную породу, что создаёт каналы фильтрации пластовых флюидов в скважинах, где призабойная зона засорена в результате проникновения фильтрата бурового раствора при строительстве или проведении капитального ремонта скважин;
- конструктивными особенностями заряда, что позволяет направлять всю энергию взрыва на пробитие перфорационного канала, максимально снижая фугасное воздействие на обсадную колонну.

Полностью разрушающиеся перфораторы типа Link

Преимущества данной системы заключаются в том, что она обеспечивает фазовую ориентацию зарядов на 90°, и, благодаря применению обойм из цинка, они остаются в скважине осколки очень малых размеров. Отличительными особенностями данной перфорационной системы являются:

- работоспособность до температур 250 °С – 1 час и давлений до 1400 бар (140 МПа);
- защита от коррозии через оцинкованный стальной корпус;
- безопасная и быстрая сборка у скважины;
- не требуется лубрикатор большой длины.

Таким образом, определён основной круг задач, решаемых при ПВР в скважинах на данном месторождении:

- перфорация с целью вскрытия продуктивных горизонтов;
- реперфорация с целью интенсификации притока пластовой жидкости действующих добывающих скважин;
- реперфорация при отсутствии притока в низкопродуктивных скважинах после вторичного вскрытия другими типами перфораторов;
- перфорация технологических отверстий после производства искусственных блокад-экранов и селективной изоляции чуждых вод в скважине;
- по данным геофизических исследований скважин – реперфорация кровельной, низкопроницаемой части коллектора высокодебитных скважин, с целью вовлечения слабодренлируемых запасов нефти в разработку.

Освоение скважин с использованием аппаратуры УГИС и струйных насосов

По воздействию на околоскважинную зону перфорация близка к торпедированию, поскольку и в том и в другом случае порода подвергается кратковременным, интенсивным нагрузкам. Более длительный, действующий на породу и насыщающий флюид импульс можно получить, используя пороховые генераторы давления (ПГДБК), способные раскачивать столб жидкости в скважине и оказывать на вскрытый пласт импульсно-волновое воздействие на сверхнизких частотах. Для этих же целей применяют и струйные насосы, с помощью которых создают знакопеременную фильтрацию в пласте. Все перечисленные способы в той или иной мере способны восстанавливать проницаемость породы при достаточно большом сечении фильтрационных каналов и становятся малоэффективными, если радиус канала соизмерим с толщиной слоя абсорбированных частиц флюида.

Струйный насос УГИС работает за счёт нагнетания рабочей жидкости насосными агрегатами в насосно-компрессорные трубы с дальнейшим выбросом рабочей жидкости и откачанного пластового флюида в затрубное пространство. Технология УГИС позволяет закачивать в пласт жидкие реагенты, проводить исследования пласта гео-

физическими приборами на кабеле, обработку пластов ультразвуковыми генераторами и перфорацию малогабаритными перфораторами во время работы струйного насоса, проводить измерение гидродинамических параметров пласта. Депрессия на пласты при работе струйных насосов создается только в подпакерной зоне, а по остальному стволу скважины сохраняется первоначальное давление. Технологический процесс обеспечивает повышение производительности добывающих и приёмистости нагнетательных скважин вследствие очистки ПЗП, увеличения проницаемости прискважинной зоны пластов-коллекторов, а также сокращения сроков освоения законченных бурением скважин.

Акустическое воздействие на пласт проводится с целью интенсификации притока. Технологический процесс акустико-химической обработки ПЗП содержит следующие этапы:

- подготовка ствола скважины бригадой ПРС или КРС;
- закачка в скважину нефтяного растворителя, содержащего ароматические углеводороды ряда C_9-C_{10} ;
- проведение ступенчатой обработки интервала перфорации акустическим генератором;
- спуск насоса для дальнейшей эксплуатации скважины.

Специальные *ПАВ-содержащие щелочные и кислотные составы* эффективно действуют в полимиктовых коллекторах и обладают гидрофобизирующими и разглинными свойствами. Их использование обеспечивает очистку призабойной зоны скважин от глинистых частиц, водонефтяных эмульсий, повышение фазовой проницаемости для нефти. Закачка составов в пласт и отработка скважины от продуктов реакции осуществляется в гидроимпульсном режиме с помощью специальных устройств, что повышает успешность работ на 10–15 %.

Технологические жидкости на водной основе оказывают негативное влияние на коллекторские свойства низкопроницаемых пластов. Альтернативными жидкостями в этом направлении являются *составы на углеводородной основе и гидрофобно-эмульсионные растворы* (ГЭР), внешняя фаза которых представлена неполярной средой. На месторождениях Западной Сибири установлено, что среднее время освоения после ремонта скважин, заглушенных водным раствором NaCl, составляет от 1 до 5 суток, а время выхода их на режим работы, предшествующий ремонту, достигает 40–50 суток. При этом общий недобор нефти за период освоения и выхода скважины на режим составляет около 400–600 тонн на одну скважино-операцию по ремонту. Для низкопроницаемых пластов показатели добычи, предшествующие ремонту, иногда не достигаются даже после длительной эксплуатации. Как свидетельствует отечественный и зарубежный опыт использования различных жидкостей в процессах глушения скважин, высокоэффективными и технологичными являются жидкости глушения на основе обратных эмульсий, характеризующиеся определёнными структурно-механическими и реологическими свойствами. Технология применения обратных эмульсий предусматривает полную замену скважинной жидкости на обратную эмульсию или частичную замену на участке от забоя скважины до подвески насоса. С целью повышения эффективности глушения и освоения таких скважин разработан способ глушения, включающий последовательную закачку в призабойную зону буферного раствора, блокирующей жидкости и жидкости глушения. Предложенный усовершенствованный способ предусматривает закачку буферного раствора, который представляет собой углеводородный раствор, включающий *неионогенный ПАВ*. Поскольку раствор обладает низким поверхностным натяжением, он проникает как в высоко, так и в низкопроницаемые пропластки и при контакте с водой образует в порах пласта микроэмульсии с повышенной вязкостью, тем самым, блокируя их. Кроме того, буферный раствор играет роль растворителя и диспергатора газа. Вслед за буферным раствором закачивается блокирующая жидкость, в качестве которой используется ГЭР, содержащий нефть, солевой раствор, эмульгатор и стабилизатор. Противодавление на пласт обеспечивается жидкостью глушения, в качестве которой используется подтоварная минерализованная вода или солевой раствор. При пуске скважины в эксплуатацию пластовая нефть смешивается с внешней нефтяной фазой ГЭР, разрушая его, а ГЭР легко выносится из пласта. Вместе с буферным рас-

твором, содержащим ПАВ, из ПЗС удаляются мелкодисперсные глинистые частицы, в результате чего восстанавливаются фильтрационные свойства пласта. Применение данной технологии глушения скважин позволяет полностью исключить время освоения и выхода скважины на режим с первоначальным дебитом, предшествующим глушению. Перспективным направлением является развитие технологии глушения *комплексными составами*. В данном случае в качестве жидкости глушения применяют состав, включающий добавки стабилизатора глин (хлористый калий или хлористый аммоний), осушитель и растворитель АСПО. В случае применения таких составов процесс глушения совмещается с обработкой призабойной зоны.

Проведение ремонтно-изоляционных работ

В последние годы распространение получили методы *ограничения водопритоков* (ОВП) в добывающих скважинах, направленные на изоляцию промытых интервалов пласта и заколонных перетоков жидкости. Для этих целей также проводят *ремонтно-изоляционные работы* (РИР). Специфичность предлагаемых технологий заключается в обязательном применении новых высокоэффективных приёмов вскрытия и освоения обработанных интервалов пласта. Технологический процесс состоит из перфорации зоны водонефтяного контакта, закачки нефтяной оторочки для оттеснения воды, закачки селективного изоляционного состава и закрепления зоны закачки тампонирующим материалом.

Гидравлический разрыв пласта

Одним из наиболее эффективных методов воздействия на продуктивные пласты является гидравлический разрыв пласта, который позволяет не только интенсифицировать добычу нефти, но и вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти слабопроницаемых коллекторов.

Анализ дифференцированного изучения гидроразрыва пласта показал, что основной эффект от увеличения нефтеотдачи происходит в скважинах вскрывших прерывистые коллектора. Проведение гидроразрыва пласта в прерывистых коллекторах позволяет вовлекать в разработку слабодренируемые запасы нефти, заключённые в недренируемых зонах коллекторов. Эффективное применение ГРП ограничено при наличии водонасыщенного пласта вблизи нефтяного объекта разработки. Распространение трещины по вертикали может привести к приобщению водонасыщенного пласта, росту обводнённости продукции, снижению фазовой проницаемости по нефти и отсутствию эффекта, а то и ухудшению работы скважины в результате такого ГРП. Для повышения эффективности проведения ГРП необходим комплексный подход, который включает в себя следующие компоненты:

- выравнивание профиля приёмистости близлежащих нагнетательных скважин (глубокопроникающая закачка блокирующего реагента в пласт через нагнетательные скважины с целью ослабления влияния / ликвидации «кинжальных промывок»);
- проведение каротажных исследований для получения достоверной информации о текущем насыщении и характеристиках коллектора, необходимых для более точного расчёта ГРП;
- проведение перфораций по методике, обеспечивающей минимальный риск осложнений при проведении ГРП.

Потокоотклоняющие технологии направлены на выравнивание профиля приёмистости нагнетательных скважин и перераспределение фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости и высокообводнённых пропластках продуктивных пластов. Технологии разделены на три группы:

1) композиции, образующие в пластовых условиях гель или осадок, предназначены для закачки в неоднородные по проницаемости высокообводнённые участки. К данной группе относятся составы, основанные на использовании полиакриламида со сшивателем (закачка сшитых полимерных систем (СПС), поверхностно-активных полимерных систем (ПАПС), большеобъёмных гелевых систем (БГС), полимерно-гелевых составов – Темпоскрин, Ритин), а также технологии, основанные на применении биополимеров, кремнийорганических соединений (закачка ГКЖ-10, ГКЖ-11у, АКОР, ЭТС-40, жидкого стекла), водорастворимых полиэлектролитов (закачка полимера Гивпан, ВПК-402), термогелеобразующих композиций (реагент РВ-ЗП-1);

2) закачка *полимердисперсных и волокнисто-дисперсных составов*, обладающих «жестким» потокоотклоняющим действием, осуществляется на участках с суперколлекторами или трещиноватостью. К данной группе относятся составы, основанные на использовании различных дисперсных наполнителей (бентонит, древесная мука, угольная пыль), стабилизированных полимерами-флокулянтами, поверхностно-активными веществами, эмульгаторами (закачка полимердисперсной системы (ПДС), волокнисто-дисперсной системы (ВДС), эмульсионно-полимердисперсного состава (ЭПДС). Применение технологий на основе полимердисперсных и волокнисто-дисперсных составов ограничивается низкой средней проницаемостью пород-коллекторов и наиболее целесообразно на объектах, имеющих проницаемость пород-коллекторов не менее 0,150 мкм²;

3) закачка *микродисперсионных систем*, обладающих «мягкими» водоизолирующими свойствами осуществляется на неоднородных участках со сравнительно низкой средней проницаемостью. В эту группу входят составы, используемые в качестве основных реагентов эмульгаторов с добавками наполнителей.

Обоснование рабочих агентов воздействия на пласт

Для выработки запасов продуктивного пласта на Северо-Тимиргинском месторождения рекомендуется применение заводнения, как базовой технологии воздействия на пласт для обеспечения высоких градиентов в пласте и повышения степени вовлечения запасов в разработку.

В настоящее время из-за отсутствия опыта по закачке воды нельзя сделать выводы о влиянии давления нагнетания на приёмистость скважин. Однако опыт разработки юрских пластов показывает, что давления 12–14 МПа недостаточно для того, чтобы обеспечить необходимую для разработки низкопроницаемых и расчленённых коллекторов приёмистость. Поэтому рекомендуется создать давление нагнетания на устье 18 МПа.

Для предотвращения неравномерности выработки запасов по разрезу и по площади пласта вариант разработки с самого начала должен предусматривать технологии интенсификации добычи как по всему разрезу в целом, так и по его отдельным интервалам. В качестве основной технологии предлагается ГРП.

В целях ППД применение пресных поверхностных вод для юрских коллекторов не рекомендуется. Для юрских пластов по ряду аналогичных месторождений отмечено наличие в цементе глины, набухающей при взаимодействии с пресной водой. Лабораторные исследования по вытеснению нефти водой, свойства пород-коллекторов и насыщающих их флюидов позволяют сделать предварительный вывод о низкой ожидаемой эффективности применения пресной воды в качестве агента вытеснения. Поэтому в системе ППД предполагается использование пластовой воды апт-альб-сеноманского гидрогеологического комплекса, а в дальнейшем подтоварной воды.

Пластовые воды обладают коррозионной активностью. Для снижения коррозии системы ППД рекомендуется использовать устройства для дозировки ингибиторов в пластовую воду и применять водоводы, оборудование и приборы в антикоррозионном исполнении.

Обоснование применения методов повышения коэффициентов извлечения и интенсификации добычи УВС на прогнозный период

На Северо-Тимиргинском месторождении в перспективе представляется возможным применение комплексных работ, сочетающих традиционные методы интенсификации притока нефти и решения в области вторичного вскрытия нефтяного пласта, изоляции водопритока и оптимизации подземного оборудования. Наиболее перспективными являются следующие технологии:

- методы увеличения нефтеотдачи пластов, основанные на комплексном воздействии и сочетающие изоляцию высокопроводящих каналов путём закачки в нагнетательные скважины тампонирующих осадкообразующих композиций и гелеобразующих систем;
- технологии изоляционных работ, обеспечивающие снижение притока воды в скважинах в результате создания слабопроницаемых блокад;

- гидроразрыв пласта;
- глубокопроникающая перфорация и реперфорация на депрессиях в инвертно-эмульсионных растворах и на дегазированной нефти;
- акустико-химическое воздействие на пласт в среде органических растворителей;
- обработки призабойной зоны добывающих скважин;
- пеноглинокислотные обработки и пенокислотные обработки;
- кислотные обработки.

Применение комплексного подхода даёт возможность интенсифицировать добычу нефти из пласта при сохранении отборов жидкости, что позволит снизить обводнённость продукции добывающих скважин и обеспечить вовлечение в эксплуатацию ранее недренируемых запасов.

На прогнозный период разработки Северо-Тимиргинского месторождения сформирована программа геолого-технических мероприятий, основанная на анализе эффективности фактически проведённых мероприятий на месторождениях, содержащих залежи нефти в однотипных коллекторах за 2010–2015 гг.

Программа проектных мероприятий рекомендуемого варианта включает в себя:

1 год – бурение 2 добывающих ГС (на объект 2, пласт БС₈¹ без ГРП); вывод из консервации 3 скважин (№№ 50П, 56Р, 57Р) в добычу с ГРП;

2 год – бурение 16 ГС с мГРП (16 добывающих) и 18 ННС (3 добывающих, 15 нагнетательных) с ГРП; вывод из консервации 1 скважины (№ 60Р) в добычу с ГРП;

3 год – бурение 11 ГС с мГРП (11 добывающих) и 15 ННС (2 добывающих, 13 нагнетательных) с ГРП;

4 год – бурение 15 ГС с мГРП (15 добывающих) и 11 ННС (1 добывающая, 10 нагнетательных) с ГРП;

5 год – бурение 13 ГС с мГРП (13 добывающих) и 14 ННС (2 добывающих, 12 нагнетательных) с ГРП; вывод из консервации 1 скважины (№ 52П) в добычу и 1 скважины (№ 55Р) в нагнетание с ГРП.

Судя по фактическому опыту эксплуатации, разработка пластов Ю₄₋₅ без использования ГРП в наклонно-направленном и горизонтальном фонде малоэффективна. Поэтому данное мероприятие планируется проводить как при вводе в эксплуатацию скважин такого профиля, так и повторно для восстановления исходной продуктивности.

Расчётный эффект (дополнительная добыча нефти) от ГТМ в скважинах рассчитывался относительно базовой добычи от ввода скважин в эксплуатацию (ВНС).

Всего за прогнозный период ожидается выполнить 199 операций гидроразрыва пласта. Расчётный эффект от ГРП за весь срок разработки составляет 11309 тыс. тонн дополнительной добычи, за период ПЭ – 663 тыс. тонн.

Также на позднем периоде запланировано проведение ПВЛГ (перевод скважин с объекта Ю₄₋₅ на вышележащий объект БС₈¹) перфорационными методами. Расчётный эффект от ПВЛГ (перфорационных методов) за весь срок разработки составляет 1631 тыс. тонн дополнительной добычи.

Всего за прогнозный период расчётный эффект от ГРП и ПВЛГ составит 12940 тыс. тонн дополнительной добычи, за период ПЭ – 663 тыс. тонн. Доля ГРП от накопленной добычи в целом по месторождению составляет 55 %, ПВЛГ – 8 %. Остальные 37 % добычи – это совокупный эффект от ВНС.

Программа ГТМ по Северо-Тимиргинскому месторождению в целом представлена в таблице 6.

Геолого-технические мероприятия в период пробной эксплуатации

Накопленный промысловый опыт свидетельствует, что специфика разработки низкопроницаемых пластов, требует проведения мероприятий направленных на увеличение проводимости призабойной зоны скважин, а при благоприятных условиях и развития каналов, трещин вглубь межскважинного пространства.

Таблица 6 – Эффективность применения ГТМ, новых методов повышения коэффициента нефтеотдачи (КИН) и интенсификации добычи нефти, прогноз их применения

1	Применяемые МУН	Суммарная с начала разработки факт	Годы разработки												Итого за прогнозный период	Всего			
			Гидроразрыв пласта																
			1	2	3	4	5	6-15	16-25	26-35	36-45	46-55	56-65	66-75			75-85		
А	количество проведённых операций	0	3	35	26	29	80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	199	199
Б	дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	63	233	366	418	477	5278	1980	1041	709	385	270	80	10			11309	11309
2	Зарезка боковых стволов																		
а	количество пробуренных скважин	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Физико-химические методы ОПЗ																		
а	количество проведённых операций	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Потокоотклоняющие технологии																		
а	количество проведённых операций	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
в	дополнительная добыча нефти на одну тонну реагента, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
г	дополнительная добыча нефти на одну обработку, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	Нестационарное заводнение																		
а	количество циклов	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Итого дополнительная добыча нефти, тыс. тонн (по пунктам 1–5)	0	63	233	366	418	477	5278	1980	1041	709	385	270	80	10			11309	11309
6	Прочие методы, том числе:																		
6.1	Оптимизация работы насосного оборудования																		
а	количество проведённых операций	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
б	дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Продолжение таблицы 6

Применяемые МУН	Суммарная с начала разработки факт	Годы разработки											Итого за прогнозный период				
		протнз															
		1	2	3	4	5	6-15	16-25	26-35	36-45	46-55	56-65		66-75	75-85		
6.2 Водоизоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы																	
а	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
б	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.3 Перфорационные методы																	
а	0	0	0	0	0	18	22	12	0	0	0	0	0	0	0	52	52
б	0	0	0	0	0	112	311	452	385	246	101	20	5	1631	1631	1631	1631
Итого дополнительная добыча нефти по пункту 6, тыс. т																	
а	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Итого дополнительная добыча нефти по пункту 6, тыс. тонн																	
	0	0	0	0	0	112	311	452	385	246	101	20	5	1631	1631	1631	1631
Итого дополнительная добыча нефти, тыс. тонн (по пунктам 1—6)																	
	0	63	233	366	418	477	5390	2291	1493	1094	631	371	100	15	12940	12940	12940

На текущем этапе проектирования в качестве основного вида ГТМ, как в период пробной эксплуатации так в более отдалённой перспективе, предусмотрен гидравлический разрыв пласта. При этом рекомендуется отработать различные дизайны ГРП:

- большеобъёмный;
- поинтервальный;
- мини;
- селективный.

В период пробной эксплуатации в первый год разработки предусмотрена расконсервация и ввод в эксплуатацию под добычу двух разведочных скважин № 56Р, 57Р и одной поисковой скважины № 50П с проведением ГРП, а также бурение двух эксплуатационных горизонтальных скважин на объект БС₈.

Во второй год в рамках периода пробной эксплуатации месторождения планируется расконсервация и ввод в эксплуатацию под добычу одной разведочной скважины № 60Р с проведением ГРП, а также бурение 16 эксплуатационных добывающих горизонтальных скважин, с проведением в них мГРП. Также планируется бурение 18 эксплуатационных наклонно-направленных скважин, в том числе 3 добывающих и 15 нагнетательных, с проведением в них ГРП.

В третий год в рамках периода пробной эксплуатации месторождения планируется бурение 11 эксплуатационных добывающих горизонтальных скважин, с проведением в них мГРП. Также планируется бурение 15 эксплуатационных наклонно-направленных скважин, в том числе двух добывающих и 13 нагнетательных, с проведением в них ГРП.

Согласно прогнозным расчётам, в первые 3 года разработки дополнительная добыча нефти от проектных ГТМ на Северо-Тимиргинском месторождении составит 1,163 млн тонн нефти.

Выполнение предложенной программы исследовательских работ позволит подготовить необходимую информационную основу для подсчёта запасов и составления технологической схемы разработки месторождения, что является основной задачей пробной эксплуатации.

Литература:

1. Материалы по оперативному подсчёту запасов нефти и растворённого газа по результатам ГРП ООО «РН-Уватнефтегаз», пласт Ю₄ Северо-Тимиргинского нефтяного месторождения Тюменской области по состоянию на 01.01.2016 г. – Тюмень, 2015. (протокол ГКЗ Роснедра № 03-18/706-пр от 05.11.2015 г.).
2. Проект пробной эксплуатации Северо-Тимиргинского месторождения. – Тюмень, 2011. (Протокол Западно-Сибирской нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС № 52-11 от 14.12.2011 г.).
3. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
6. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
7. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоєння нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
8. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
9. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. – М. : Недра. 1998. – 394 с.
10. Попов В.В. [и др.]. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
11. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.

12. Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
13. Савенок О.В. Оптимизация функционирования эксплуатационной техники для повышения эффективности нефтепромысловых систем с осложнёнными условиями добычи. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013. – 336 с.
14. Савенок О.В. Повышение эффективности базовых и информационно-управляющих технологий при разработке месторождений углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами : дисс. ... доктора технических наук. – М., 2013. – 432 с.
15. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
16. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
17. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 267 с.
18. Арсланов И.Р., Гусарова Е.И., Телин А.Г. Разработка водоизолирующего состава на основе органоминерального комплекса для проведения ремонтно-изоляционных работ // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 44–46.
19. Былин А.В., Раупов И.Р. Контроль за процессом нефтеизвлечения при внутрискважинной водоизоляции // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 39–41.
20. Галкин В.И., Колтырин А.Н. Прогнозирование эффективности геолого-технических мероприятий // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 42–51.
21. Захарова Е.Ф., Шайхразиева Л.Р. Некоторые вопросы подбора насосного оборудования для совершенствования заводнения пластов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 86–89.
22. Кулюкин М.В., Сапронов Н.М., Рыбальченко Ю.М. Применение комплексных методов увеличения нефтеотдачи пластов // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 207–209.
23. Ляtifов Я.А., Велиев Э.Ф. Применение смягченной воды для вторичных и третичных методов повышения нефтеотдачи пласта // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 112–121.
24. Омелянюк М.В., Концевич О.В. Повышение эффективности химических методов интенсификации добычи нефти // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.): в 5 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 188–191.
25. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Петрушин Е.О. Анализ эффективности проведения потокоотклоняющих технологий на Вынгапуровском нефтегазоконденсатном месторождении // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 4. – С. 16–20.
26. Савенок О.В., Барамбонье Соланж. Анализ технологии проведения реагентной обработки в призабойной зоне пласта // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 116–128.
27. Савенок О.В., Поварова Л.В., Аванесов А.С. Применение метода гидроразрыва пласта для повышения дебита нефти на Вынгапуровском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 томах : сборник статей; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 2. – С. 133–138.

28. Теплюк А.М., Савенок О.В. Оценка перспектив доразведки многопластового Южно-Удмуртского месторождения на основе уточнения геологической модели и опытно-промышленная разработка эксплуатационных объектов // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 121–143.

29. Цику М.Х., Савенок О.В. Анализ эффективности многосекционного ГРП на примере пласта ЮС₂¹ Русскинского месторождения // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – № 3. – С. 21–47.

30. Чернышев А.В. [и др.]. Результаты использования инертных солевых растворов при глушении скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 90–93.

References:

1. Materials for operational calculation of oil and liquefied gas reserves based on the results of geological exploration of LLC RN-Uvatneftegaz, formation U₄ of the Severo-Timirginskoye oil field of the Tyumen Region as of 01.01.2016. – Tyumen, 2015. (Rosnedra State Reserves Committee protocol № 03-18/706-pr of 05.11.2015).

2. Trial development of the Severo-Timirginskoye field. – Tyumen, 2011. (Minutes of the West Siberian Oil and Gas Section of the CDC Rosnedra on UVS № 52-11 dated 14.12.2011).

3. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology in construction of oil and gas wells : textbook for university students. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 603 p.

4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Overhaul of the oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Т. 1–4.

5. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Completion of the oil and gas wells»: in 4 volumes : manual. – Krasnodar: Publishing House – South, 2013-2014. – Т. 1–4.

6. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremichuk, R.S. Scientific bases and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.

7. Bulatov A.I., Kachmar Y.D., Savenok O.V., Yaremichuk R.S. Development of the naphtha and gas-vich sverdlovin. Science and practice : monograph. – Lviv : Spole, 2018. – 476 p.

8. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.

9. Lenchenkova L.E. Elevation of oil recovery by the physical and chemical methods. – M. : Subsoil. 1998. – 394 p.

10. Popov V.V. [et al.]. Search, exploration and exploitation of oil and gas fields : a manual. – Novocheerkassk : South Russian State Pedagogical University (NPI), 2015. – 322 p.

11. Popov V.V. [et al.]. Geophysical researches and works in wells : educational event. – Novocheerkassk : Lik, 2017. – 326 p.

12. Savenok O.V. Theoretical bases of the oil and gas fields development : textbook. – Krasnodar : Prosveshchenie-South LLC, 2011. – 203 p.

13. Savenok O.V. Optimization of the operation equipment functioning to increase the efficiency of the oilfield systems with complicated production conditions. – Krasnodar : Publishing House – South, 2013. – 336 p.

14. Savenok O.V. Efficiency increase of the basic and information-management technologies in the development of the hydrocarbon fields with hard-to-recover reserves : diss. ...Doctor of Technical Sciences. – M., 2013. – 432 p.

15. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of the results of hydrodynamic research : textbook. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO «KubGTU», 2017. – 203 p.

16. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.

17. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of the oil and gas fields. – Krasnodar : Published by FGBOU VPO KubGTU, 2019. – 267 p.

18. Arslanov I.R., Gusarova E.I., Thelin A.G. Development of waterproofing composition on the basis of organomineral complex for repair and insulation works // Bulatovskie readings: materials of the II International scientific-practical conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 44–46.

19. Bylin A.V., Raupov I.R. Control over the process of oil recovery at in-situ waterproofing // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : a collection of articles; under the general ed. by Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 39–41.

20. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Forecasting of the efficiency of geological and technical measures // Bulatovskie readings: materials of the III International scientific-practical conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 42–51.
21. Zakharova E.F., Shaykhrazieva L.R. Some issues of selection of pumping equipment to improve waterflooding of reservoirs // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 86–89.
22. Kulyukin M.V., Sapronov N.M., Rybalchenko Y.M. Application of complex methods of enhanced oil recovery // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : collection of articles; under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 207–209.
23. Latifov Y.A., Veliyev E.F. Application of softened water for secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference (March 31, 2019): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 112–121.
24. Omelyanyuk M.V., Kontsevich O.V. Increasing the efficiency of chemical methods of oil production intensification // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific and Practical Conference (March 31, 2017): in 5 volumes : collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 188–191.
25. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Petrushin E.O. Analysis of the efficiency of flow-diverting technologies at the Vyngapurovskoye oil and gas condensate field // Scientific and Technical Journal «Engineer-oilman». – M. : Publishing house of IDGC Drilling LLC, 2017. – № 4. – P. 16–20.
26. Savenok O.V., Barambonier Solange. Analysis of the technology of reagent treatment in the bottom-hole formation zone // Bulatovskie readings: materials of the II International Scientific-Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles, under the editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2 – P. 116–128.
27. Savenok O.V., Povarova L.V., Avanesov A.S. Application of the hydrofracturing method to increase the oil flow rate at the Vyngapurovskoye field // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018): in 7 volumes : a collection of articles; under the editorship of Dr. O.V. Savenok, Professor. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – Vol. 2 in 2 part: Development of oil and gas fields. – Part 2 – P. 133–138.
28. Teplyuk A.M., Savenok O.V. Assessment of the prospects for the additional exploration of the multilayer Yuzhno-Udmurtskoye field on the basis of the refinement of the geological model and pilot development of the operational facilities // Scientific journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 3. – P. 121–143.
29. Tsiku M.H., Savenok O.V. Analysis of the multi-section hydraulic fracturing efficiency on the example of the Russkinskoye field formation // Scientific Journal of Science. Technique. Technologies (polytechnic bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – № 3. – P. 21–47.
30. Chernyshev A.V. [et al.]. Results of the use of inert salt solutions for killing wells in the oil fields of Western Siberia // Oil industry. – 2005. – № 8. – P. 90–93.