

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
И ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ
ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРНОЕ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
AND PRODUCTION OF RESERVES
ON THE SEVERNOYE GAS AND OIL FIELD**

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук, профессор
кафедры разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений и подземной гидромеханики,
Ухтинский государственный технический университет
olgasavenok@mail.ru

Кусова Лизавета Геннадиевна

студентка направления подготовки
21.05.06 «Нефтегазовые техника и технологии»
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»
kusovalisa@gmail.com

Аннотация. В статье приведена геолого-физическая характеристика газонефтяного месторождения Северное. По запасам месторождение является одним из крупнейших в Республике Казахстан. Особенность месторождения заключается в высоковязкой нефти (более 400 сПз), высокой минерализации воды, высокой неоднородности по проницаемости (20–6000 мД) при наличии естественной трещиноватости, наличии обширных водонефтяных зон. По совокупности имеющихся свойств запасы месторождения являются трудноизвлекаемыми. Анализ реализации ГТМ показывает в целом недостаточно эффективную систему разработки (КИН 0,284 доли ед. при утверждённом 0,313 доли ед.). Для этого было выбран физико-химический метод как один из эффективных способов увеличения КИН.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; тектоника и стратиграфия месторождения; нефтегазоносность месторождения; анализ текущего состояния разработки; анализ реализации ГТМ по интенсификации добычи нефти; анализ выработки запасов.

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor,
Department of Development
and Operation of Oil and Gas Fields
and Underground Hydromechanics,
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.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 presents the geological and physical characteristics of the Severnoye gas and oil field. In terms of reserves, the field is one of the largest in the Republic of Kazakhstan. The peculiarity of the field is high-viscosity oil (more than 400 cP), high salinity of water, high heterogeneity in permeability (20–6000 mD) in the presence of natural fracturing, the presence of extensive water-oil zones. In terms of the totality of the available properties, the reserves of the field are difficult to recover. Analysis of the implementation of geological and technical measures shows, on the whole, an insufficiently effective development system (oil recovery factor is 0.284 share of units with an approved share of 0.313 units). For this, the physicochemical method was chosen as one of the effective ways to increase the recovery factor.

Keywords: geological and physical characteristics of the deposit; field tectonics and stratigraphy; oil and gas content of the field; analysis of the current state of development; analysis of the implementation of geological and technical measures to intensify oil production; analysis of reserves development.

Общие сведения о месторождении

Газонефтяное месторождение Северное было открыто и получило промышленную оценку в 1974–1977 годах в Республике Казахстан. Запасы нефти, свободного и растворённого в нефти газа утверждены ГКЗ СССР по состоянию на 01.09.1977 г. (Протокол ГКЗ СССР № 7986 от 23.12.1977 г.) и приняты на Государственный баланс. Геологические запасы нефти составляли 329,5 млн тонн и газа 2154,2 млн м³, извлекаемые соответственно 89,8 млн тонн и 589,9 млн м³. Но по причинам экономического и организационно-технического характера месторождение долгое время находилось в консервации. Расположение месторождения приведено на рисунке 1.

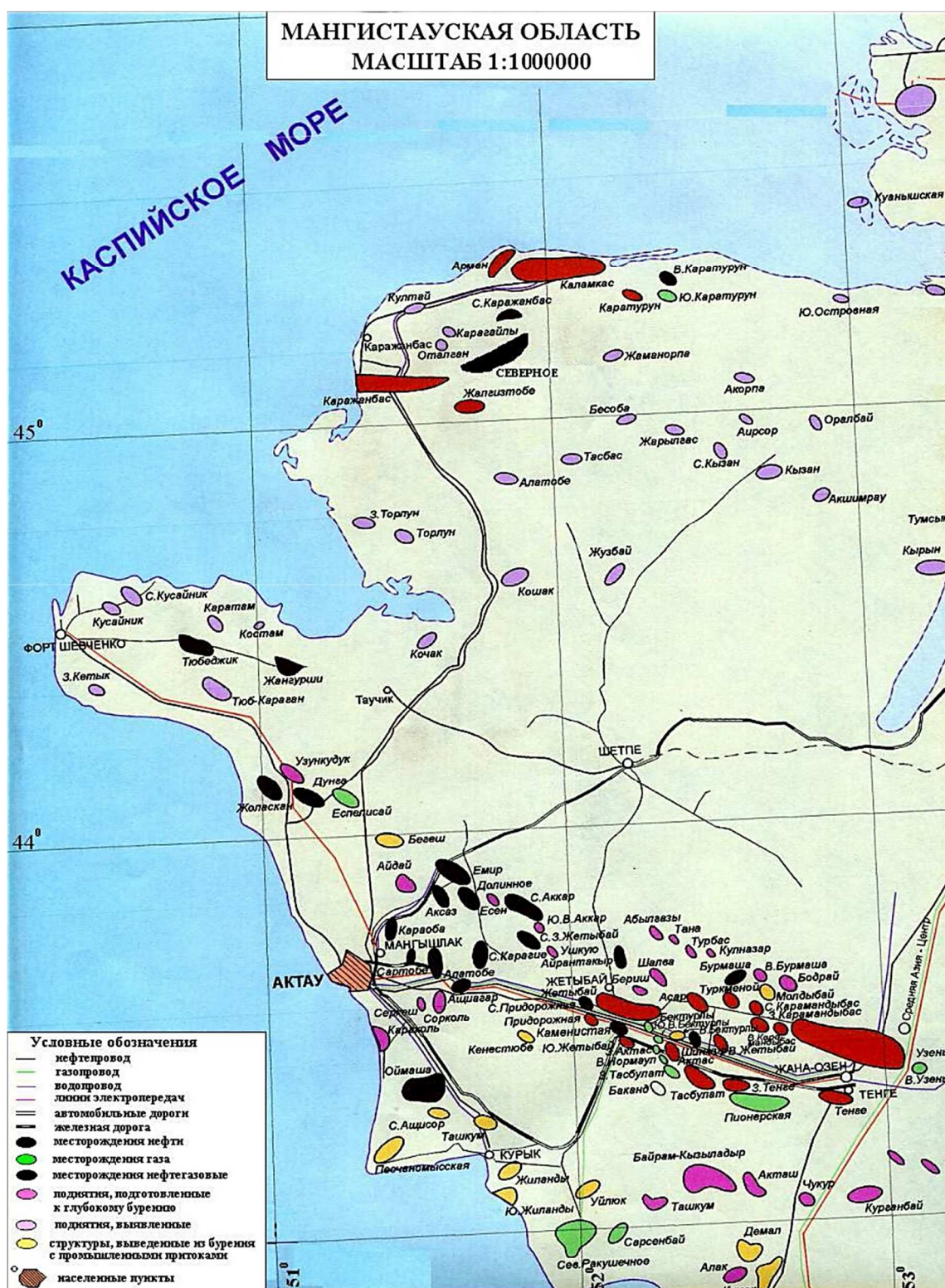


Рисунок 1 – Обзорная карта

В 1998 году был составлен «Проект опытно-промышленной разработки выбранного (ПОПР) участка Ю-I горизонта месторождения Северное». Из консервации месторождение было выведено в 1999 году. В соответствии с ПОПР были пробурены и введены в эксплуатацию, начиная с апреля 1999 года, 4 оценочно-эксплуатационные скважины: 2 вертикальные (№ 1 и 2) и 2 горизонтальные (№ 3у и 4з).

12.10.2000 г. ЦКР РК был утверждён «Проект пробной эксплуатации месторождения Северное». Согласно этим проектным документам было пробурено ещё 30 новых оценочных скважин № 5-34.

«Технологическая схема разработки месторождения Северное» утверждена протоколом ЦКР РК №27 от 23.07.2004 г. (ЗАО «НИПИнефтегаз» г. Актау), на основании которой началась и велась промышленная разработка месторождения в течение 2004–2008 гг. К реализации был принят вариант 2, предусматривающий комплексный метод разработки: в 2004 году – поддержание пластового давления (ППД) путём закачки холодной воды, в 2005–2008 гг. ППД путём закачки горячей воды, с 2009 года – ППД путём закачки раствора полимера.

Действующий проектный документ «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северное» утверждён Протоколом ЦКР РК № 58 от 06.08.2009 г. и «Анализ разработки месторождения Северное за период 2014-2016 гг.» согласован Протоколом ЦКРР МЭ РК №86 от 23.06. 2017 г. и утверждён письмом Комитета геологии и недропользования МИР РК.

Месторождение характеризуется водонапорным и растворённым газом (под действием растворённого газа) режимами залежей, высоковязкой нефтью, сложными геологическими условиями (невыдержанностью коллекторов по площади и по разрезу, высокой расчленённостью), наличием подстилаемых вод и газовых шапок.

Разработка ведётся по девятиточечной схеме с закачкой воды 90 оС, и продолжением уплотнения сетки скважин до 1,56 га/скв.

Тектоника месторождения

Территория месторождения Северное расположена в пределах двух тектонических элементов – Северного поднятия и Южного прогиба, которые относятся к Северо-Мангышлакской тектонической зоне (рис. 2).

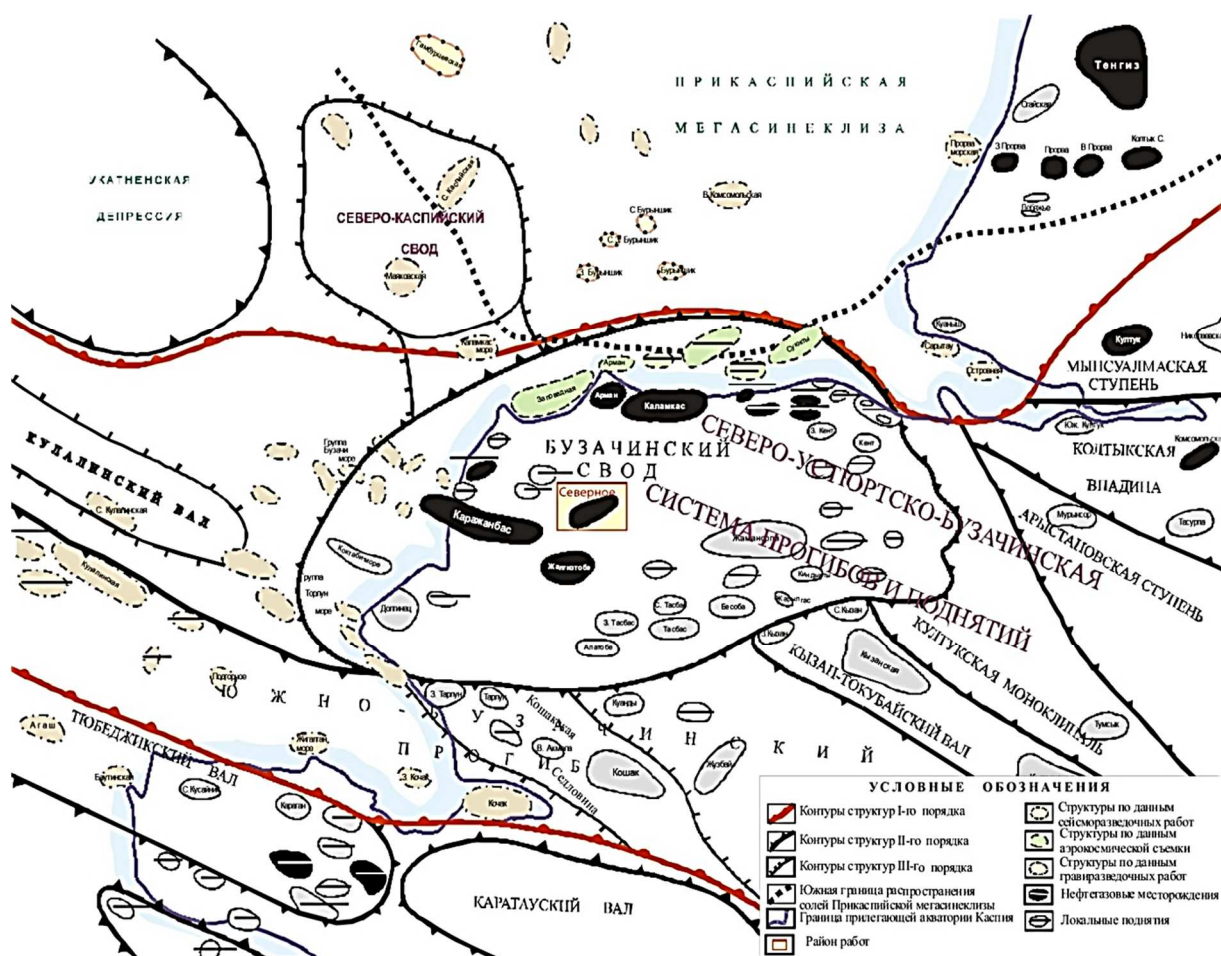


Рисунок 2 – Тектоническая схема Северо-Мангышлакской зоны

Структура месторождения Северное приурочена к брахиантиклинальной складке субширотного простирания, осложнённой многочисленными разрывными нарушениями субширотной и субмеридиальной ориентировки, запад-северо-восточного простирания.

Район расположения структуры характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений, разбивших структуру на 14 основных блоков (I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII (условно), IX, X, XI, XII (участок Кирель), XIII, XIV), при этом блок IV делится на три подблока (IV, IVa, IVб), блок V делится на три подблока (V, Va, Vб), блок VI делится на три подблока (VI, VIa, VIб). Наибольшей нарушенности подвергся доюрский комплекс отложений, выше по разрезу нарушенность заметно сокращается (рис. 3).

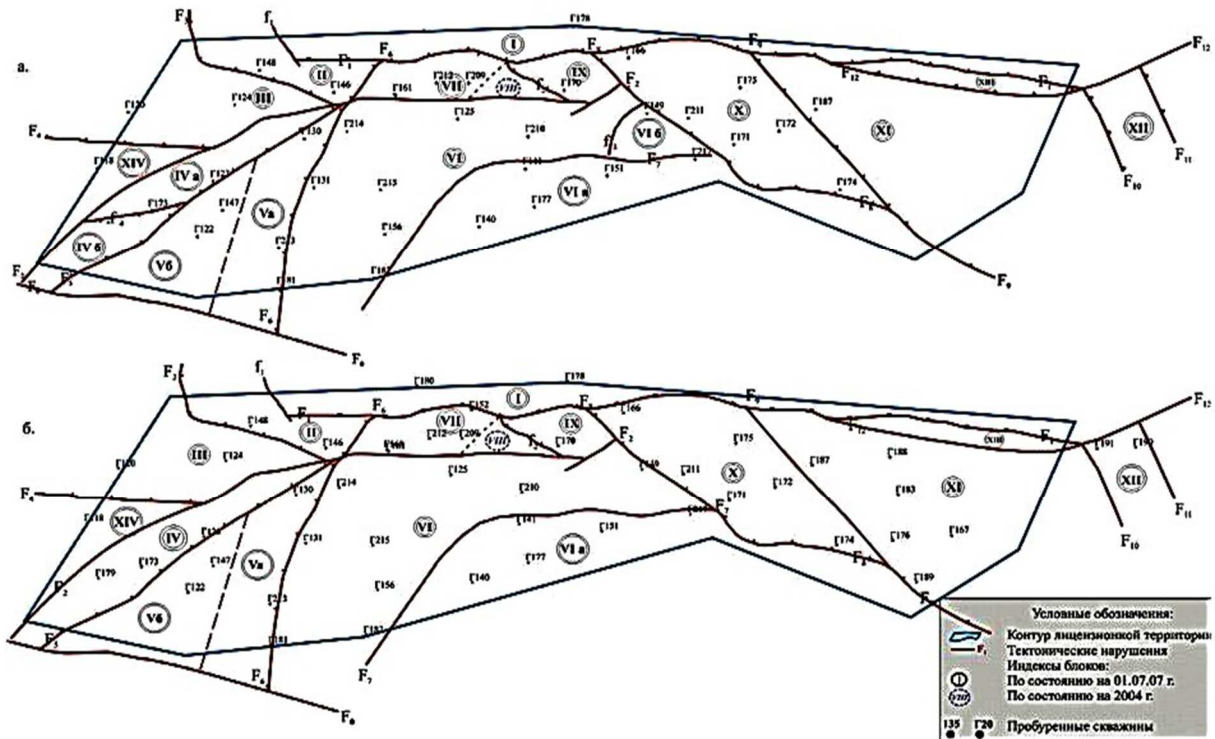


Рисунок 3 – Месторождение Северное.
Схема расположения блоков, принятая в пересчёте запасов (2018 г.):
а) по юрским отложениям; б) по меловым отложениям

Структурные карты по кровле юрских и меловых отложений показаны на рисунках 4 и 5.

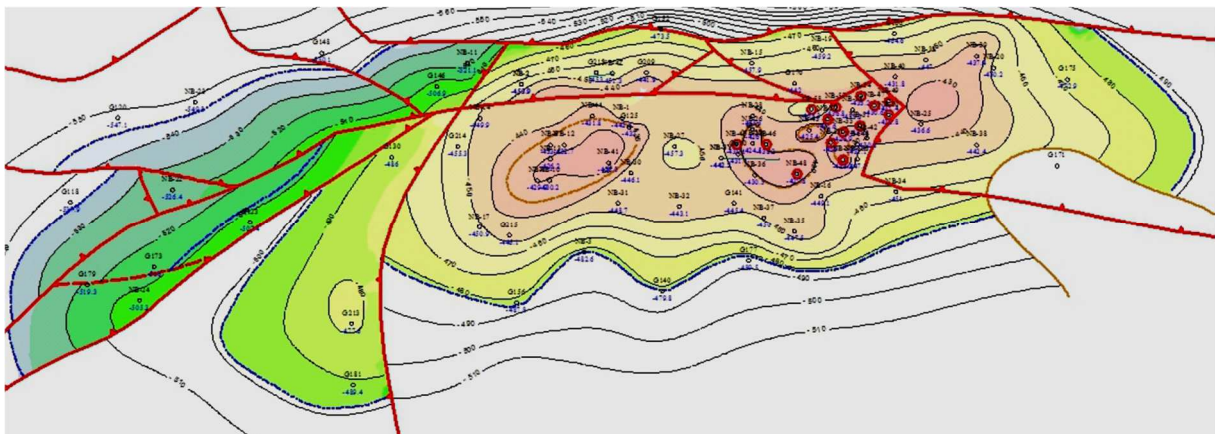


Рисунок 4 – Структурная карта по кровле юрских отложений

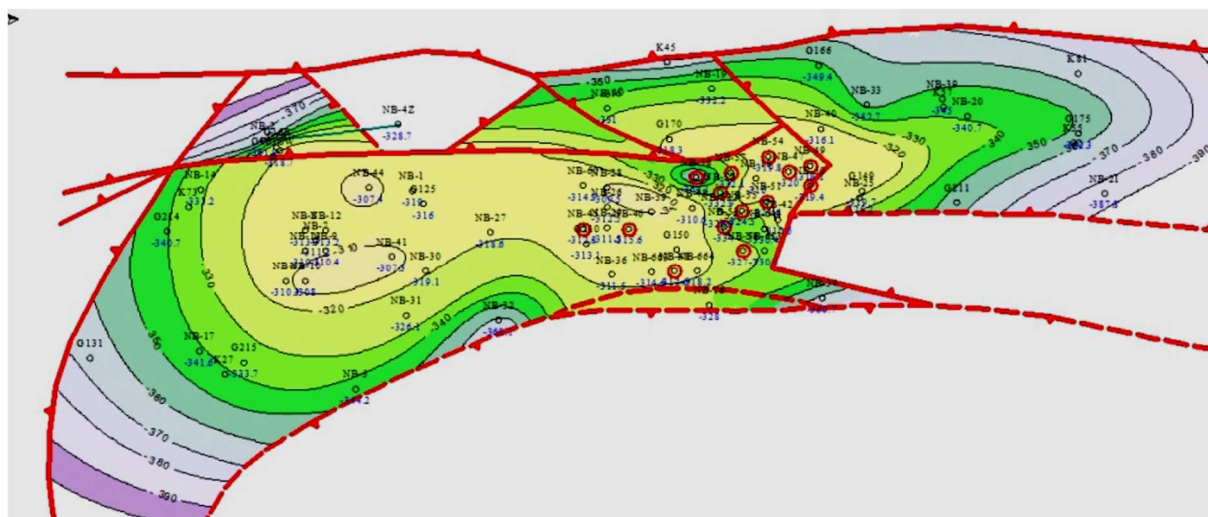


Рисунок 5 – Структурная карта по кровле меловых отложений

Самый протяжённый разлом восточно-западный, является основным тектоническим нарушением, отделяющим северное крыло структуры, опущенное относительно южного крыла. Амплитуда сброса достигает 80–100 м, наблюдается её уменьшение к западу, в переходной зоне, где разлом сочленяется с основным взбросом Каражанбаской антиклинали на юго-западе.

Структурно-тектоническое строение месторождения основывается на результатах интерпретации сейсморазведочных работ с учётом данных сейсмических съёмок 2Д и 3Д, в комплексе с данными ГИС и опробования более 1500 пробуренных на месторождении скважин.

Стратиграфия месторождения

Разрез осадочной толщи месторождения Северное изучен до глубины 3500 м (скважина № 7). В разрезе вскрыты отложения верхнепалеозойского, триасового, юрского и раннемелового возрастов и полностью отсутствуют отложения средне-позднетриасового, раннеюрского, позднеюрского, позднемелового и палеогенового возраста.

Верхнепалеозойские отложения встречены только единожды в интервале глубин 1987–3500 м (скважина № 7). Толща верхнепалеозойских отложений сложена, в основном, неравномерно переслаивающимися тёмноцветными, сильно карбонатными аргиллитами и мергелеподобными органогенно-обломочными известняками, среди которых отмечаются светло-серые органогенно-обломочные и брекчиевидные доломитовые известняки.

Триасовые отложения вскрыты значительным числом скважин на всей рассматриваемой территории. В литологическом отношении представлены толщей аргиллитоподобных глин и аргиллитов коричнево-бурого, реже зеленовато-серого цвета и мелкозернистыми песчаниками с подчинёнными прослоями известняков, мергелей и алевролитов. Толщина триасовых отложений составляет более 900 м.

Юрские отложения залегают на размытой и выветренной поверхности триасовых образований, при этом в литологическом отношении сложены переслаиванием сероцветных глин, алевролитов и песчаников. Отложения средней юры представлены в объёме нижнебайосского и верхнебайоссо-батского ярусов.

Нижнебайосские отложения представлены песками тёмно-серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, с прослоями глин, включениями угля и обугленных растительных остатков. К отложениям нижнего байоса относится продуктивный горизонт Ю2 с толщиной более 160 м.

Толща верхнебайосско-батских отложений сложена песками тёмно-серыми с буроватым оттенком, мелкозернистыми, кварцевыми, битуминозными, с прослоями глин тёмно-серых с обломками гастропод, остракод, фораминифер. К отложениям этого возраста приурочен продуктивный горизонт Ю1.

Толщина среднеюрских отложений изменяется от первых метров в районе выхода триасовых отложений под поверхность предмелового размыва до 278 м (скважина № 6102-3).

Породы мелового возраста залегают с размывом на среднеюрских и местами нижнетриасовых отложениях. Представлены нижним отделом и включают в себя отложения неокомского надъяруса (берриас-валанжинского, готеривского ярусов, кугусемской свиты – верхний готерив-баррем), аптского и альбского ярусов.

Отложения берриас-валанжинского (K1b-v) и нижней части готеривского (K1g1) литологически представлены переслаиванием сероватых песчаников мелкозернистых, слабосцементированных с глинами серыми, зеленовато-серыми и кирпично-красными; песками серо-бурыми, мелкозернистыми, глинистыми; алевролитами слабосцементированными; с редкими обломками зеленовато-серых мелкозернистых известняков; обломками обуглившихся растительных остатков. К отложениям берриас-валанжинского (K1b-v) и нижней части готеривского (K1g1) ярусов приурочен продуктивный пласт Д.

Отложения верхнего готерива – баррема (K1g1-br) (кугусемской свиты), к которым приурочены продуктивные пласты А1, А2, Б, В и Г представлены переслаиванием красно-бурых, зеленовато-серых глин, алевролитов мелко-крупнозернистых, песчаников мелкозернистых, полимиктовых, алевролитистых песков от серых до чёрных, мелкозернистых, некарбонатных, кварцевых, с глинистым цементом.

Толщина неокомского надъяруса изменяется от 20 м до 323 м.

Аптский ярус K1a со стратиграфическим несогласием перекрывает породы кугусемской свиты, представлен в основном песчано-алевролитовыми породами, с незначительным содержанием гравийно-галечного материала, местами встречаются тёмно-серые глины, переслаивающиеся с алевролитами. Толщина яруса изменяется от 88 до 162 м.

Альбский ярус K1a1 залегают на аптских отложениях с незначительным размывом, альбские отложения сложены преимущественно песчано-алевролитовыми разностями пород, переслаивающихся с глинистыми породами. Толщина яруса изменяется от 156 до 451 м.

Четвертичные отложения с размывом залегают на нижнемеловых отложениях и сложены песками, суглинками и супесями. Толщина отложений не превышает 30–35 м.

Нефтегазоносность месторождения

Нефтегазоносность месторождения связана с юрско-меловым комплексом. В пределах продуктивного разреза месторождения выделяется 10 пластов в меловых отложениях (А, А1, А2, Б, В, Гв, Гн, Д1в, Д1н и Д2), которые образуют меловой объект (II объект) разработки, два горизонта (Ю1 и Ю2) в юрских, объединённые в юрский объект (I объект) разработки (рис. 6).

Пласт А залегают в самой верхней части продуктивного разреза, состоит из одного, реже двух или трёх пропластков незначительной толщины. В большом количестве скважин представлен непроницаемыми разностями, образуя обширные зоны отсутствия коллектора.

Пласт А1 является более мощным и выдержанным по площади. Содержит основные запасы нефти мелового продуктивного объекта.

Пласт А2 залегают несколько ниже пласта А1 и имеет эпизодическое распространение.

Пласты А, А1 и А2 содержат газовые шапки.

Пласты Б и В также имеют зональное распространение и характеризуются наличием значительных зон замещения коллекторов непроницаемыми породами.

Для пласта Г характерно наличие двух пропластков, разделённых между собой глинами (пласты Гв и Гн).

Далее залегают пласт Д1, который в свою очередь, также состоит из двух частей – верхней Д1в и нижней Д1н.

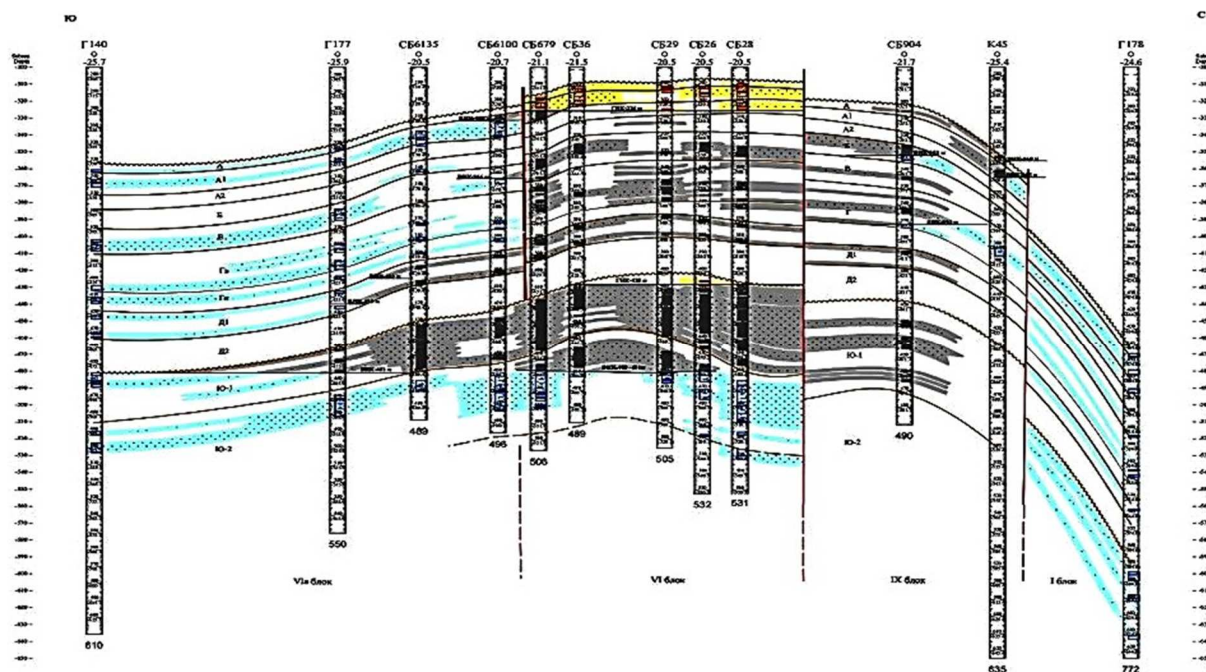


Рисунок 6 – Геологический профиль с юга на север

Ниже пласта Д1 в ряде скважин по каротажу выделяются отдельные интервалы, которые могут представлять интерес в отношении нефтеносности и названные Д2. Как коллектор имеет весьма ограниченную площадь распространения в районе X блока.

Меловой продуктивный разрез имеет общую толщину пластов-коллекторов в среднем по объекту 121,3 м при изменениях от 111,2 до 132,5 м. Эффективная толщина меняется от 4,4 до 42,8 м, составляя в среднем 20,8 м. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 11,9 м, газонасыщенная – 3,2 м при колебаниях от 0,7 до 29 м и от 0,5 до 6,8 м, соответственно. Коэффициент песчаности, определённый по 149 новым скважинам, для мелового объекта разработки равен 0,17, коэффициент расчленённости составил 11,9.

Юрский продуктивный разрез разделяется на горизонты Ю1 и Ю2, содержащие основные запасы нефти (около 70 %) месторождения Северное, и горизонт Ю3, который является водоносным. Отложения горизонта Ю1 на востоке месторождения отсутствуют вследствие размыва, и на поверхность предмелового размыва выходят отложения горизонта Ю2. К горизонту Ю1 приурочены две газовые шапки. Общая толщина вскрытой части юрского разреза меняется от 27 до 142,8 м, составляя в среднем 64,4 м. Эффективная толщина варьируется от 2,2 м до 77,2 м, среднее значение равно 21,7 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем равна 11,4 м, варьируется от 0,6 до 54,4 м. Газонасыщенная толщина меняется от 0,6 до 7 м, при среднем значении 3,1 м. Коэффициент песчаности, определённый по данным 150 скважин, для юрского объекта разработки равен 0,33, коэффициент расчленённости составил 8,6.

Каждый пласт или горизонт содержит самостоятельные нефтегазовые или нефтяные залежи в отдельных тектонических блоках.

Характеристика пород-коллекторов

В продуктивных отложениях в основном терригенные коллекторы порового типа. По вещественному составу песчаные породы относятся к полимиктовым.

В меловом горизонте средняя пористость 0,272 доли ед., с интервалами 0,2–0,372 доли ед., проницаемость – 303 мД, интервалы 5–10357 мД.

В юрском горизонте пористость составила 0,293 доли ед., интервалы 0,2–0,377 доли ед., проницаемость – 569 мД, интервалы 1–11100 мД.

Породы коллекторов месторождения отличаются высокой степенью неоднородности как по пористости, так и по проницаемости.

Верхние залегающие пласты А, А1 и А2 имеют газовые шапки, распространённые на основных блоках продуктивной площади. Также небольшие газовые шапки имеются в горизонте Ю1. Этот факт осложняет разработку нефтяных залежей, расположенных в подгазовых зонах и непосредственной близости к ним. Газ всех горизонтов имеет одинаковый компонентный состав, основным компонентом газа является метан – свыше 90 %. Компонентный состав свободного газа практически не отличается от состава нефтяного газа.

Объекты разработки месторождения по площади имеют незначительную долю чисто нефтяных зон – продуктивные нефтяные пласты подстилаются подошвенными водами, что также осложняет эксплуатацию скважин и выработку запасов в преимущественно водонефтяных зонах (подтягивание подошвенных вод, прорывы закачиваемых вод и т.д.).

Начальное пластовое давление I объекта составляет 5,8 МПа, II объекта – 4,7 МПа.

Свойства пластовых флюидов

Свойства нефти незначительно и закономерно изменяются по площади залежей. Плотность, вязкость, содержание асфальто-смолистых веществ возрастают от свода к контуру залежи.

Физико-химические свойства пластовой нефти по меловым и юрским горизонтам близки между собой. Нефть месторождения Северное тяжёлая, высоковязкая, слабо насыщена газом.

Среднее значение давления насыщения нефти газом по меловым горизонтам составляет 1,81 МПа, по юрским – 1,93 МПа; газосодержание 6,34 м³/т и 7,16 м³/т соответственно, объёмный коэффициент от 1,011 до 1,049 доли ед. (среднее 1,028), плотность от 0,9186 до 0,9363 г/см³ (среднее 0,928). Вязкость пластовой нефти по пробам изменяется в диапазоне от 122 мПа × с до 864 мПа × с, составляя в среднем по меловым горизонтам 491 мПа × с, по юрским 415 мПа × с.

Дегазированная нефть, как меловых, так и юрских отложений относительно однородна, с плотностью при 20 °С от 0,9267 до 0,9487 г/см³, высоковязкая (кинематическая вязкость до 1532 мм²/с при 20 °С, до 290,4 мПа × с при 50 °С), высокосернистая (до 2,17 %), парафинистая (до 3,48 % масс.). Большие значения плотности и кинематической вязкости обусловлены значительным содержанием асфальто-смолистых веществ, достигающих до 27,52 % масс. Температура застывания в пределах от минус 9 до минус 33 °С. Минерализация пластовых вод варьируется от 57 до 60 г/л, плотностью 1,039–1,044 г/см³. Жёсткость вод варьируется от 170 до 182 мг-экв./л. Среда воды нейтральная.

Геолого-физическая характеристика месторождения Северное представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика месторождения Северное

№ n/n	Параметр	Северное месторождение	
		юра (I объект)	мел (II объект)
1	2	3	4
1	Глубина середины залежи, м	470	340
2	ГНК, м	(– 428) ÷ (– 436)	(– 326) ÷ (– 413)
3	ВНК, м	(– 480) ÷ (– 546)	(– 326) ÷ (– 439)
4	Типы залежей	пластовая, сводовая, тектонически, стратиграфически и литологически экранированная	
5	Типы коллекторов	терригенно-поровый (песчаник)	
6	Нефтегазонасыщенная площадь С ₁ + С ₂ , тыс. м ³	89463	263694
7	Средняя толщина, м	64,4	121,3
8	Эффективная толщина, м	21,7	20,8
9	Средняя газонасыщенная толщина, м	3,1	3,2

Окончание таблицы 1

1	2	3	4
10	Средняя нефтенасыщенная толщина, м	11,4	13,7
11	Коэффициент пористости, доли ед.	0,34	0,33
12	Нефтенасыщенность, доли ед.	0,73	0,64
13	Коэффициент пористости по гидродинамическому анализу, мкм ²	2,43	1,60
14	Коэффициент проницаемости по керну, мкм ²	1,405	2,186
15	Коэффициент песчаности, доли ед.	0,33	0,17
16	Коэффициент расчленённости, доли ед.	8,6	11,9
17	Пластовая температура, °С	31	26
18	Начальное пластовое давление, МПа	5,8	4,7
19	Текущее давление насыщения нефти газом, МПа	1,64	1,51
20	Вязкость нефти в стандартных условиях, МПа × с	415	491
21	Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,927	0,928
22	Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,9372	0,9362
23	Объёмный коэффициент, доли ед.	1,018	1,020
24	Содержание серы, %	2,20	2,05
25	Содержание парафина, %	1,80	2,01
26	Растворённый газ в нефти, г/см ³	7,16	6,34
27	Вязкость пластовой воды, г/см ³	1,05	1,05
28	Плотность пластовой воды, г/см ³	1,04	1,04
29	Средний коэффициент продуктивности, м ³ / (сут. × МПа)	10,5	8,5
30	Средний коэффициент продуктивности на метр, м ³ / (сут. × МПа)	0,18	0,33

Запасы нефти и газа

По месторождению начальные геологические (извлекаемые) запасы нефти составили 329500 (89844) тыс. тонн и растворённого в ней газа 2154,5 (589,8) млн м³ (табл. 2).

Таблица 2 – Запасы нефти и газа

Флюиды	Юрский горизонт (I объект)				Меловой горизонт (II объект)			Общее
	категории залежей, геологические (извлекаемые)			всего	категории залежей, геологические (извлекаемые)		всего	
	B	C ₁	C ₂		C ₁	C ₂		
Нефть, тыс. тонн	110587 (34921)	94259 (29048)	559 (174)	205405 (64143)	104029 (21727)	20067 (3974)	124096 (25701)	329501 (89844)
Растворённый газ, млн м ³	704,4 (222,6)	658,1 (203)	3,6 (1,1)	1366,1 (426,7)	661,1 (138,1)	127,3 (25,1)	788,4 (163,2)	2154,5 (589,9)
КИН нефти	0,313				0,211			

Анализ текущего состояния разработки

По состоянию на 01.12.2018 г. всего на месторождении Северное пробурено 1571 скважина, в том числе: 1108 добывающих, 379 нагнетательных, 16 водозаборных, 64 контрольных и 4 ликвидированных.

Добыча нефти, газа, жидкости и обводнённость продукции по годам приведена на рисунке 7.

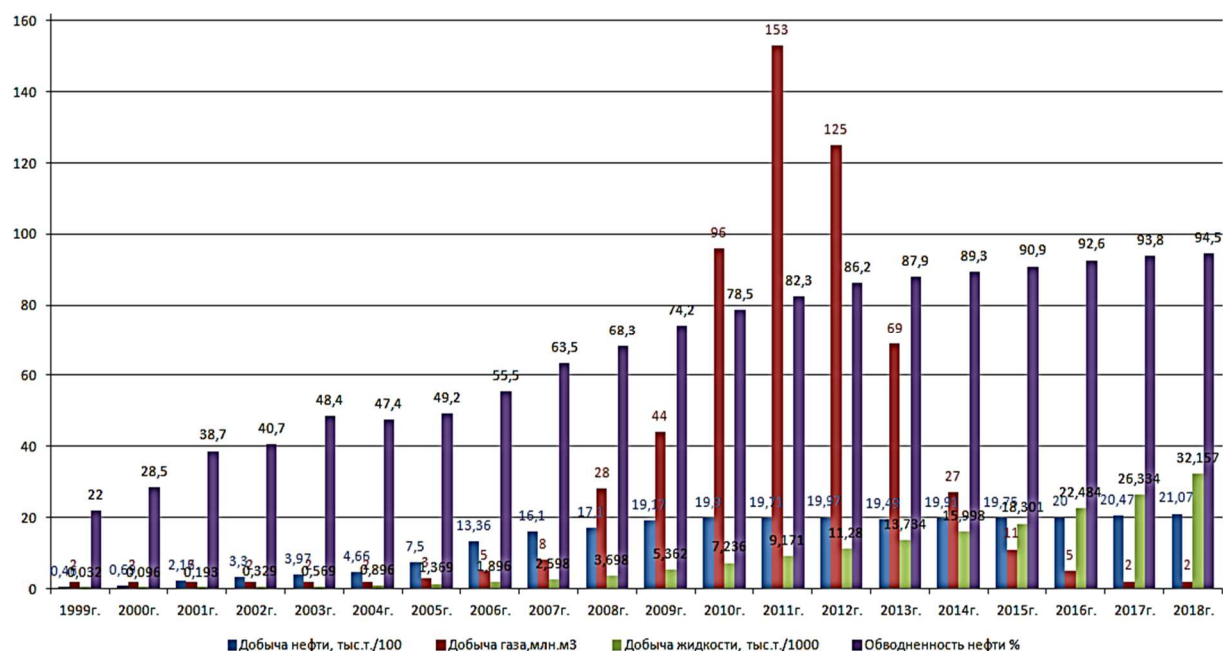


Рисунок 7 – График разработки месторождения

Средняя текущая обводнённость составила 92,2 %, в том числе по I объекту (юра) 93,1 %, по II объекту (мел) 90,7 %.

Средний дебит одной добывающей скважины по жидкости составил 55 тонн/сут., по нефти 4,3 тонн/сут., по I объекту (юра) соответственно 60 тонн/сут. и 4,1 тонн/сут., по II объекту (мел) соответственно 42 тонн/сут. и 3,9 тонн/сут.

Средняя приёмистость одной нагнетательной скважины составила 139 м³/сут., по I объекту (юра) 115 м³/сут., по II объекту (мел) 100 м³/сут.

Темп отбора от НИЗ (начальных извлекаемых запасов) составил 1,53 %, в том числе по I объекту (юра) 1,20 %, по II объекту (мел) 2,51 %.

Анализ реализации ГТМ по ИДН и повышение нефтеотдачи пласта

Во время эксплуатации скважин и наземного оборудования встречаются разного рода осложнения, такие как загрязнение ПЗП добывающих и нагнетательных скважин, увеличение обводнённости при добыче, коррозия скважинного и наземного оборудования. Всё это непосредственно оказывает негативное влияние на дебит, оборудование, ремонт скважин.

Был проведён ряд геолого-технических мероприятий по изоляции водопритоков, ликвидации газопритоков, мероприятия по интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пласта.

Система ППД

В среднем эффективность при 90 °С составляет 65 %; изменяя объём закачиваемой воды на 1300–2500 м³/сут., получаем прирост добычи со 150–230 тонн/сут. с обводнённостью от 25–93 % по скважинам.

После стационарной закачки воды циклическая даёт в целом незначительный прирост нефтеотдачи (100–160 тонн/сут. в период циклической закачки), обводнённость увеличивалась до 80–89 %.

Изоляция водопритоков

В среднем проводится с успешностью 50,0–87,5 %, с приростом нефти от 1,0–5,9 тонн/сут., уменьшением добываемой жидкости от 0,5–90,5 тонн/сут., сокращением обводнённости 4,1–68,5 % по реагирующим скважинам.

Водоизоляция проводилась путём установки цементной пробки и её перфорацией с применением химических реагентов.

Изоляция газопроявлений

В целом изоляция проводится успешно и достигает 96 %, газовый фактор при этом уменьшается с 5,5–6082 м³/сут., прирост нефти изменился с 3,0–3,29 тонн/сут., добыча жидкости с 2,5–12,6 тонн/сут.

Интенсификация добычи нефти

ИДН за период с 2009–2011 гг. включает:

- кислотная обработка призабойной зоны;
- обработка призабойной по технологии ЭВ;
- оптимизация работы скважин;
- гидроманифольдная щелевая перфорация (ГМЦП);
- дополнительная перфорация меловых и юрских горизонтов;
- приобщение меловых горизонтов;
- бурение боковых стволов (БГС).

Обработка призабойной зоны (ОПЗ)

Успешность составила 39,6 %, прирост нефти составил 6,0–2,8 тонн/сут., прирост жидкости 8–3 тонн/сут.

Гидроразрыв пласта (ГРП)

Успешность колеблется в пределах 96 %, прирост по нефти и жидкости составил 5–7 тонн/сут. и 15,3–24,9 тонн/сут. соответственно.

ГРП проводится при помощи гелевого раствора WG46/20DSH на водной основе и расклинивающего агента проппанта.

Щелевая и дополнительная перфорация

Успешность 73,3 %, прирост нефти и жидкости соответственно составил 3,62–1,45 тонн/сут. и 3,72–56,47 тонн/сут.

Успешность дополнительной перфорации составляет 67,9 %, прирост нефти и жидкости соответственно составил 5,98–39,61 тонн/сут. и 9,56–65,53 тонн/сут.

Оптимизация работы скважин

Оптимизация работы скважин включает:

- смену глубинно-насосного оборудования (ГНО);
- увеличение оборотов;
- оптимизацию режима работы ГНО;
- углубление насоса;
- увеличение типоразмера насоса и ввод из БД с пуском насоса.

Успешность составила 71,36 %, прирост нефти и жидкости соответственно составил 24,6–69,2 тонн/сут. и 51–168 тонн/сут.

Приобщение меловых горизонтов

Успешность составила 93,1 %, прирост нефти и жидкости соответственно составил 8,4–19,52 тонн/сут. и 8,02–92,9 тонн/сут.

Бурение бокового ствола

Успешность 80,83 %, прирост нефти и жидкости соответственно 4–40 тонн/сут. и 10–85 тонн/сут.

Метод фильтрации взрывных волн (МФВВ)

Успешность 31,66 %, прирост нефти и жидкости соответственно составил 5,5–12,0 тонн/сут. и 25–60 тонн/сут.

В основу метода фильтрации взрывных волн входит воздействие на слабодренлируемые зоны пласта при помощи ударной волны, которая изменяет реологические и термодинамические свойства состояния залежи. Метод осуществляется при помощи закачки больших объемов энергии взрывчатых веществ с помощью аппарата АДС-6 (аккумулятор давления скважины).

Анализ выработки запасов

С начала разработки месторождения накопленная добыча нефти составила 26874 тыс. тонн, в том числе по I объекту (юра) 18932 тыс. тонн, по II объекту (мел) 7942 тыс. тонн.

Накопленная добыча жидкости составила 173733 тыс. тонн, в том числе по I объекту (юра) 126246 тыс. тонн, по II объекту (мел) 47487 тыс. тонн.

Накопленная добыча попутного газа составила 590 тыс. м³, в том числе по I объекту (юра) 388 тыс. м³, по II объекту (мел) 202 тыс. м³.

Накопленная закачка рабочих агентов составила 109705 тыс. м³, в том числе по I объекту (юра) 74382 тыс. м³, по II объекту (мел) 35323 тыс. м³.

Текущая компенсация отбора жидкости закачкой составила 93,6 %, в том числе по I объекту (юра) 82,9 %, по II объекту (мел) 113,9 %.

Отбор от НИЗ (начальных извлекаемых запасов) составил 27,49 % (рис. 8), в том числе по I объекту (юра) 26,57 %, по II объекту (мел) 30,21 %.



Рисунок 8 – Отбор от НИЗ

Остаточные запасы нефти от НИЗ по категории А, В, С1 составили 62970 тыс. тонн, в том числе по I объекту (юра) 47786 тыс. тонн, по II объекту (мел) 15184 тыс. тонн.

Выводы

Месторождение находится на 2-й стадии разработки, ведётся максимальная добыча нефти, начиная с 2010 года, поддерживаемый объём добычи составляет 2000 тыс. тонн.

Обводнённость растёт, начиная с момента разработки, и составляет на данный момент 92–94,5 %.

Пик добываемого газа был в 2011 году, он связан с вводом нового оборудования для подогрева воды системы ППД с дальнейшим его сокращением, рассматривается вариант заимствования газа с рядом расположенных месторождений, например, Арман.

Поддержание добычи на заданном уровне достигается путём применения различных ГТМ, системы ППД, полимерного воздействия и увеличения отборов жидкости.

Отбор от НИЗ составил 27,49 % или 26874 тыс. тонн нефти.

Реализация существующей системы разработки недостаточно эффективна, КИН составляет 0,284 доли ед., утверждённый 0,313 доли ед. Поэтому на месторождении необходимо реализовать технологию повышения нефтеотдачи пласта. В качестве приоритетной рассматривается применение технологии полимерного заводнения.

Литература

1. Отчёты НИР «Научно-техническое сопровождение изучения горно-геологического строения месторождения Северное» / Сводный отчёт за 2017 год. – China Petroleum Technology & Development Corporation (CPTDC, Китай).
2. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 томах : учебное пособие / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2013–2014. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.

4. Булатов А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 576 с.
5. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
6. Попов В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
7. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
8. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
9. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин : монография / О.В. Савенок [и др.]. – М.; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
10. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие : в 2 частях. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
11. Байрачный Д.В. Реологические исследования полимерных растворов / Д.В. Байрачный, И.Р. Раупов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 20–22.
12. Кузьмин Е.В. Анализ эффективности технологий внутрипластовой водоизоляции с применением полимерных составов / Е.В. Кузьмин, И.Р. Раупов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 124–126.
13. Мариампольский Н.А. Комбинированное использование вязкоупругого состава и полимерцемента для ликвидации водопитока в эксплуатационной скважине / Н.А. Мариампольский, Н.Б. Савенок, О.В. Савенок // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1996. – № 4. – С. 22–24.
14. Рафикова К.Р. Опыт применения микрогелевых полимерных составов на месторождениях Республики Татарстан / К.Р. Рафикова, М.Р. Хисаметдинов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 2. – С. 232–234.
15. Савенок О.В. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения / О.В. Савенок, Л.Г. Кусова // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования, 2018. – № 03(6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
16. Савенок О.В. Оценка эффективности применения водопоглощающих смол для изоляции макропор и выравнивания фронта вытеснения нефти / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, А.С. Аванесов // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 179–183.
17. Савенок О.В. Оценка влияния различных факторов на свойства полимерного раствора, используемого для повышения КИН на месторождении Северное / О.В. Савенок, Л.В. Поварова, А.С. Аванесов // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 184–189.

References

1. Reports of the Research Institute «Scientific and Technical Support for the Study of the Mining and Geological Structure of the Severnoye Deposit» / Consolidated Report for 2017. – China Petroleum Technology & Development Corporation (CPTDC, China).
2. Bulatov A.I. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» : in 4 vol. : textbook / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2013–2014. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I. Overhaul of oil and gas wells : in 4 vol. / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I. Scientific foundations and practice of oil and gas well development / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremychuk. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2016. – 576 p.
5. Ladenko A.A. Theoretical foundations for the development of oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
6. Popov V.V. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novocherkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
7. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar : Ed. FSBOU VO KubSTU, 2019. – 275 p.
8. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremychuk. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
9. Savenok O.V. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells : monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M.; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
10. Savenok O.V. Oil field development design: training manual : in 2 parts. – Ukhta : Publishing house of Ukhta State Technical University, 2021.

11. Bairachny D.V. Rheological studies of polymer solution s/ D.V. Bairachny, I.R. Raupov // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 20–22.
12. Kuzmin E.V. Analysis of the efficiency of intraflast water insulation technologies using polymer compositions / E.V. Kuzmin, I.R. Raupov // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 124–126.
13. Mariampolsky N.A. Combined use of viscoelastic composition and polymer-cement to eliminate water inflow in production well / N.A. Mariampolsky, N.B. Savenok, O.V. Savenok // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 1996. – № 4. – P. 22–24.
14. Rafikova K.R. Experience of using microgel polymer compositions at deposits of the Republic of Tatarstan / K.R. Rafikova, M.R. Khisametdinov // Bulatov readings. – 2017. – Vol. 2. – P. 232–234.
15. Savenok O.V. Nefteotdacha formation and ways to increase it / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Bulletin of Student Science, Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 03(6). – P. 97–120. – URL : vsn.esrae.ru/6-31; URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
16. Savenok O.V. Evaluation of the effectiveness of the use of water-absorbing resins for isolating macropores and leveling the oil displacement front/O.V. Savenok, L.V. Povarova, A.S. Avanesov // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 179–183.
17. Savenok O.V. Assessment of the influence of various factors on the properties of the polymer solution used to increase the KIN at the Severnoye deposit / O.V. Savenok, L.V. Povarova, A.S. Avanesov // Bulatov readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 184–189.