

УДК 624.131.1 + 622.276

**ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
И АНАЛИЗА ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ
ВОСТОЧНО-СОТЧЕМЬЮ-ТАЛЫЙЮСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**GEOLOGICAL BASICS FOR DESIGNING AND ANALYZING
THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT
OF THE VOSTOCHNO-SOTCHEM'YU-TALYYYUSKOE FIELD**

Горшарук Алёна Петровна

студент направления подготовки
21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»
aloyna1993@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

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

Аннотация. Целью статьи является геолого-промысловый анализ Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения. Он проводится для того, чтобы получить надёжную информацию, необходимую для решения следующих основных задач управления процессом разработки: планирование видоизменений и уточнение принятой системы разработки; проектирования геолого-технических мероприятий по регулированию осуществляемой системы разработки; контроль степени выработки запасов; контроля энергетического состояния залежей; контроля технического состояния скважин и скважинного оборудования; оптимизация режимов работы добывающих и нагнетательных скважин; оперативного планирования распределения добычи нефти и закачки рабочих агентов по залежам, объектам, участкам, блокам, скважинам; оценки эффективности различных геолого-технических мероприятий по регулированию и интенсификации процессов разработки (переноса нагнетания, обработки призабойной зоны, изменение режимов работы скважины, ремонта скважин и т.п.). Однако основной задачей современного анализа разработки является определение мер по наиболее полному и эффективному использованию разведанных запасов нефти, по повышению нефтеотдачи всех пластов, объединённых в единый объект разработки.

Ключевые слова: тектоника и нефтегазоносность месторождения; характеристика эксплуатационного объекта; характеристика геологического строения, параметров продуктивных пластов и их неоднородности; физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды; основные этапы проектирования разработки месторождения; характеристика текущего состояния разработки; анализ структуры фонда скважин.

Gorshcharuk Aloyna Petrovna

Student Training Direction
21.03.01 «Oil and Gas Engineering»
Ukhta State Technical University
aloyna1993@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences,
Professor of the Department
of Development and Operation
of Oil and Gas Fields
and Underground Hydromechanics
Ukhta State Technical University
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The purpose of the article is the geological and fishing analysis of the Vostochno-Sotchem'yu-Talyyuskoe field. It is carried out in order to obtain reliable information needed to solve the following main development process management tasks: Planning modifications and clarification of the accepted development system; designing geological and technical measures to regulate the implementation system implemented; control of the degree of reserves; control of the energy state of deposits; control of the technical condition of wells and downhole equipment; optimization of operation modes of mining and injection wells; operational planning distribution of oil production and injection of workers in deposits, objects, sites, blocks, wells; Evaluation of the effectiveness of various geological and technical measures to regulate and intensify the processes of development (discharge transfer, processing of the bottomhole zone, change the modes of operation of the well, repair of wells, etc.). However, the main task of modern analysis of development is the definition of measures to the most complete and efficient use of explored oil reserves, to increase oil recovery of all reservoirs combined into a single development object.

Keywords: tectonics and oil and gas of field; characteristics of the operational object; characteristic of the geological structure, parameters of productive reservoirs and their inhomogeneities; physico-chemical properties of oil, gas and plastic water; main stages of the design of the development of the deposit; characteristic of the current state of development; analysis of the structure of the well foundation.

Общие сведения о месторождении

Восточно-Сотчемью-Талыйюское месторождение нефти расположено в Печорском районе Республики Коми и удалено от районного центра г. Печора на 130 км на юго-запад.

Месторождение находится в 50–70 км к северо-востоку от ранее открытых (1983–1987 гг.) Аресских месторождений и входит в состав Аресско-Сотчемьюской группы рифогенных поднятий (рис. 1).

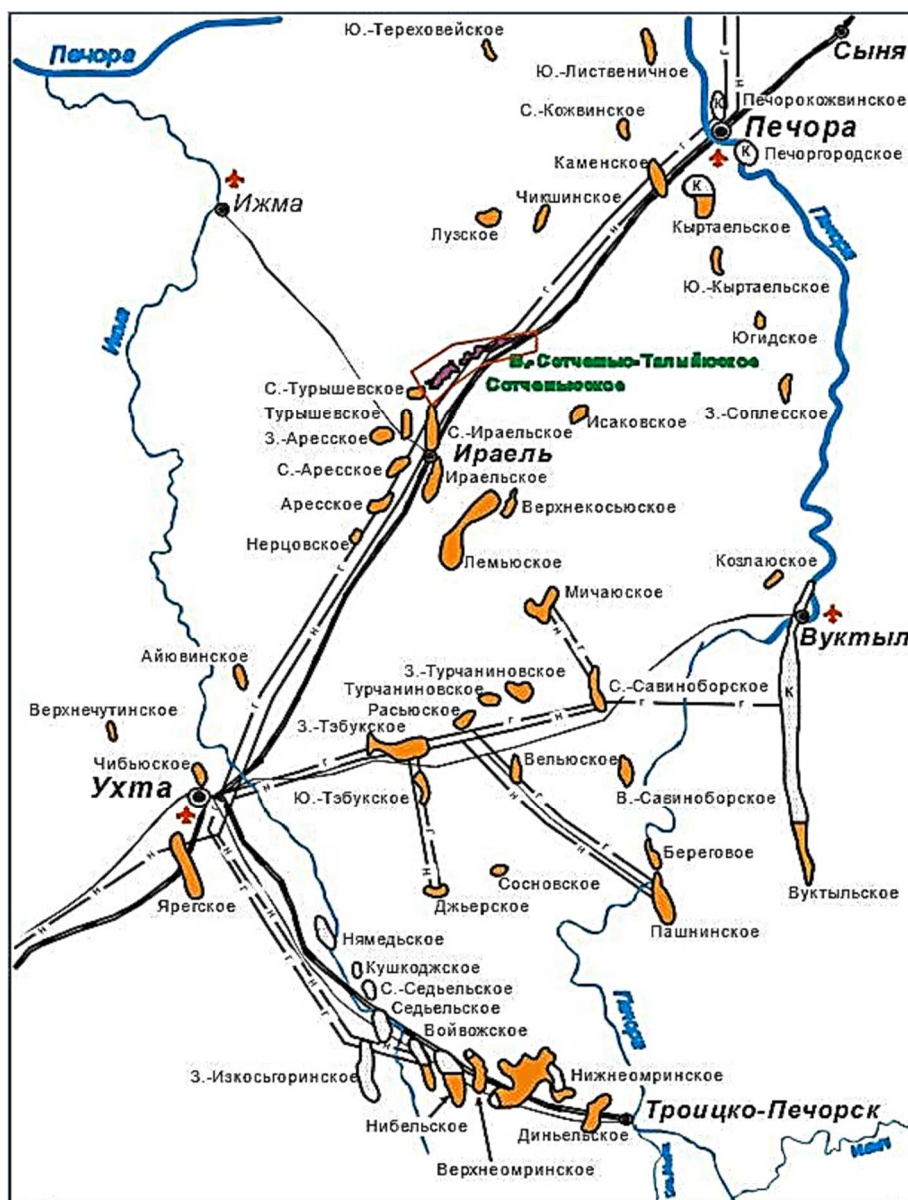


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

В географическом отношении месторождение располагается в пределах южной части Печорской низменности на водоразделе крупных рек Печоры и Ижмы. Местность представляет собой всхолмленную равнину с абсолютными отметками от + 110 до + 210 м над уровнем моря.

Для водоснабжения промышленных объектов на Восточно-Сотчемью-Талыйюском месторождении можно использовать подземные воды верхне-среднеюрского водоносного комплекса, залегающего в интервале 60–260 м. Литологически комплекс представлен переслаиванием глин, алевролитов и песчаников. Вышезалегающие отложения четвертичного возраста представлены суглинками, супесями с прослоями тонкозернистого песка. При поисково-разведочных работах использовались воды верхней части комплекса в ин-

тервале 60–130 м. Водоносные пласты представлены мелкозернистыми слабосцементированными песчаниками мощностью 15–30 м. Статический уровень подземных вод комплекса устанавливается на глубине 8–10 м.

Дебиты при компрессировании от 60 до 200 м³/сут. Воды гидрокарбонатные натриевые с минерализацией до 1 г/л и в основном удовлетворяют требованиям ГОСТа.

Район месторождений располагает достаточными запасами строительных материалов: глин, гравия, песка, бутового камня и древесины, которые обеспечивают нужды геологоразведки и разработки.

Стратиграфия

Геологический разрез осадочного чехла Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения представлен палеозойскими и мезозойскими образованиями, которые подстилаются метаморфизованными породами протерозойского складчатого фундамента. Наиболее древними вскрытыми отложениями являются нижнесилурийские.

Породы фундамента вскрыты на соседней площади в Сотчемьюской на глубине 3040 м, где представлены сланцами серыми до тёмно-серых, серицит-хлорит-кварцевыми, возраст которых датирован как венд-кембрийский. Вскрытая толщина пород фундамента при забое 3308 м составила 268 м.

Тектоника

В тектоническом отношении месторождения Сотчемью-Талыйюской группы поднятий расположены в южной части Ижма-Печорской впадины, в пределах Омра-Лыжской седловины, в центральной части Лемьюской ступени.

Омра-Лыжская седловина является структурой I порядка, разделяет расположенные с востока Верхнепечорскую впадину Предуральского прогиба и с северо-запада Ерсинскую впадину Ижма-Печорской синеклизы. С юго-запада седловина смыкается к Тиманскому кряжу, с севера к Печоро-Колвинскому авлакогену.

Размеры седловины 510 × 100 км, простирание субмеридианное. Наиболее приподнятая часть её приурочена к Омра-Сойвинской ступени на юго-западе.

Лемьюская ступень находится в северной одной из наиболее погружённых частей её.

Локальные структуры, к которым приурочены месторождения нефти Сотчемью-Талыйюской группы, являются по отложениям нижнего фамена брахиантиклинальными структурами облекания ухтинского барьерного рифа, пересекающего северное погружение Лемьюской ступени почти в субширотном направлении. Параллельно ухтинскому барьерному рифу на расстоянии порядка 2–3 км протягивается сирачойский барьерный риф, с которым возможно тоже связаны локальные структуры и нефтеносность фаменных отложений. Положение барьерных рифов хорошо изучено в южной части Омра-Лыжской седловины в пределах Тэбукской и Омра-Сойвинской степеней. Одним из основных условий промышленной нефтеносности структур этой зоны является то, что предрифовый склон барьеров обращён на юг в сторону регионального подъёма слоёв по подстилающим отложениям. Этот склон имеет более крутые углы падения, чем зарифовый, а облегающий нефтеносный.

Нефтегазоносность месторождений

По нефтегазогеологическому районированию исследуемая площадь относится к Верхнелыжско-Лемьюскому нефтегазоносному району Ижма-Печорской нефтегазоносной области.

Промышленная нефтеносность Сотчемьюского и Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождений связана с проницаемыми карбонатными коллекторами пласта Ф0 задонского горизонта нижнефаменского подъяруса.

Продуктивные отложения задонского возраста на изучаемых площадях сформированы в мелководно-шельфовой зоне и с размывом залегают на нижележащих евлановско-ливенских карбонатах. Мощность D3zd составляет от 35 до 90 м.

Основным флюидоупором для пласта Ф0 является низкоомная глинистая пачка в нижней части елецкого горизонта (репер «Г»), являющаяся надёжным каротажным

репером и сложенная глинистыми известняками и мергелями. Толщины пачки пород репера «Г» меняются от 20 до 30 м.

На Сотчемьюском и Восточно-Сотчемью-Талыйюском месторождениях на основе детальной корреляции разрезов всех пробуренных скважин выделены следующие пропластки:

- в пласте $\Phi_0^{1-3} D_3zd_2$ (сверху вниз) – «Красный» («Red»), «Зелёный» («Green») и «Голубой» («Blue»);
- в пласте $\Phi_0^4 D_3zd_2$ – «Чёрный» («Black»).

После проведения дополнительных исследований по результатам изучения фаунистических остатков и СПК, а также данных промысловой геофизики было пересмотрено расположение подошвы задонского горизонта. Она принята значительно ниже по разрезу, чем граница, используемая Заказчиком.

Верхняя граница задонского горизонта проводится в кровле пачки репера «Г», что также подтверждается палинологическими и фаунистическими исследованиями.

Таким образом, более низкое положение подошвы задонского горизонта свидетельствует о том, что возраст всех верхнедевонских карбонатных продуктивных отложений в пределах Сотчемьюского и Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождений соответствует задонскому горизонту нижнефаменского подъяруса.

По результатам разбуривания залежь пласта ($\Phi_0^{1-3} D_3zd_2$) характеризуется как пластовая, сводовая. Пласт представлен пористыми органогенно-обломочными известняками, общей толщиной в пределах 12,8–25,0 м. Покрышкой для него служит 37–40 м пачка глинистых известняков елецкого возраста. В 1996 году при подсчёте запасов ВНК был принят на абсолютной отметке – 1693 м.

В гидрогеологическом отношении Восточно-Сотчемью-Талыйюское месторождение расположено в южной части Ижма-Печорского артезианского бассейна, входящего, в свою очередь, в состав Печорского бассейна в системе Печорских артезианских бассейнов Тимано-Уральской палеозойской складчатой области. На востоке её границами являются хребты Урала и Пай-Хоя, на северо-западе – Тиманский кряж, на юге – наиболее приподнятая часть Ксенофонтовского выступа фундамента, северная граница открыта в акваторию Баренцева моря.

В геологическом строении области участвуют породы от верхнепротерозойских до современных. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями от силура до триаса включительно, а основная – с верхним девонем.

Водоносные комплексы объединены в два гидрогеологических этажа, разделённых кунгурской соленосной толщей. Верхние горизонты восполняют свои ресурсы на выходах пластов на поверхность. Интенсивность водообмена с глубиной постепенно ослабевает, что ведёт к развитию в нижних горизонтах замкнутого режима. В соответствии с этим в целом по бассейну четко прослеживается вертикальная и горизонтальная гидрохимическая зональность с изменением минерализации от ультрапресных гидрокарбонатных кальциевых вод до крепких рассолов хлоридного натриевого состава.

Характеристика эксплуатационного объекта

При обосновании выделения эксплуатационных объектов учитывается ряд факторов:

- геологический фактор, под которым понимается надёжная гидродинамическая изоляция объектов, выбранных для разбуривания самостоятельной сеткой;
- экономический фактор, выделенный объект разработки должен при выбранной плотности сетки скважин обеспечивать рентабельную добычу.

В настоящее время Восточно-Сотчемью-Талыйюское месторождение полностью разбурено в соответствии с проектом разработки, выполненным ЗАО «ИНКОНОКО» в 2018 году.

Промышленная нефтеносность Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения связана с проницаемыми карбонатными коллекторами пластов задонского горизонта нижнефаменского подъяруса, которые характеризуются значительной протяжённостью (до 20 км) при небольшой ширине (до 2,5 км). Толщина пластов довольно выдержанна и изменяется в пределах от 1 до 25 м.

Залегающая между пластами пачка плотных известняков обеспечивает хорошую гидродинамическую изоляцию между ними. В среднем её толщина составляет 10м. Гидродинамическая изоляция подтверждается результатами эксплуатации скважин (разница пластовых давлений между пластами при отборе жидкости из одного пласта, может достигать 80 атм.).

Фильтрационно-емкостные свойства пластов сопоставимы друг с другом (табл. 1). Всё это обуславливает объединение рассматриваемых пластов в один объект разработки. При этом в местах совмещения площади нефтеносности обоих пластов рекомендуется производить дострелы нижнего пласта $\Phi_0^4 D3zd2$ для более полного извлечения запасов.

Таблица 1 – Исходные геолого-физические характеристики эксплуатационных объектов Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения

Параметры пласта	$\Phi_0^{1-3} D3zd2$	$\Phi_0^4 D3zd2$
Средняя глубина залегания, м	1911,63	1926,7
Тип залежи	пластово-сводовый	пластово-сводовый
Тип коллектора	карбонатный	карбонатный
Количество залежей	5	5
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	16588	2879
Средняя общая толщина, м	18,582	10,767
Средняя эффективная толщина, м	9,613	5,195
Нефтенасыщенная толщина, средняя по скважинам, м	9,36	3,96
Нефтенасыщенная толщина, средняя по площади, м	8,84	3,84
Пористость, %	0,139	0,117
Проницаемость, мД	388,6	193,3
Нефтенасыщенность (по ГИС), %	0,741	0,678
Песчанистость, доли ед.	0,736	0,751
Коэффициент расчленённости, ед.	3,17	2,26
Пластовая температур, оС	55	57
Пластовое давление, МПа	19,7	19,7
Давление насыщения нефти газом, МПа	6,3	6,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа × с	6,93	4,88
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	879	878
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	849	851
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,067	1,072
Содержание серы в нефти, %	1,27	1,25
Содержание парафина в нефти, %	4,95	4,97
Содержание асфальтенов в нефти, %	5,37	5,37
Газосодержание, м ³ /т	27,8	31
Начальные балансовые запасы нефти, тыс. тонн (утверждённые ГКЗ или находящиеся на государственном балансе полезных ископаемых РФ)	14729	365
в том числе по категории В + С1	14729	365
в том числе по категории С ₂	–	–
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс. тонн (утверждённые ГКЗ или находящиеся на государственном балансе полезных ископаемых РФ)	5892	146
в том числе по категории В + С1	5892	146
в том числе по категории С ₂	–	–
Коэффициент извлечения нефти доли ед.	0,15	0,15

Характеристика геологического строения, параметров продуктивных пластов и их неоднородности

В разрезе продуктивных отложений Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения выделено два пласта $\Phi_0^{1-3} D3zd2$ и $\Phi_0^4 D3zd2$ и 10 залежей. Оба пласта имеют единый ВНК, гидродинамически между собой связаны и часто испытаны совместно.

Согласно структурным построениям эти пласты имеют северо-восточное простирание и приурочен к структурам обтекания ухтинского и более древнего сирачойского барьерного рифа.

Пласт $\Phi_0^{1-3} D_3zd_2$ вскрыли 16 поисково-разведочных и 35 эксплуатационных скважин. Сложен он сгустково-комковатыми, водорослевыми, органогенно-детритовыми, органогенно-обломочными и частично перекристаллизованными, глинистыми, неравномерно доломитизированными, стиллолитизированными известняками. Нефтенасыщенные коллектора вскрыты на отметках от – 1656,6 м до – 1683,0 м.

Эффективные толщины пласта $\Phi_0^{1-3} D_3zd_2$ изменяются от 12,4 м в центре залежи до 8,0 м на склоне залежи.

ВНК залежи условно принят на отметке – 1693 м.

Пласт $\Phi_0^4 D_3zd_2$ вскрыт 16 поисково-разведочными и 27 эксплуатационными скважинами.

Сложен он органогенно-детритовыми, водорослевыми известняками и органогенно-обломочными, частично перекристаллизованными, неравномерно доломитизированными, стиллолитизированными, выщелоченными, пористо-кавернозными породами, накопление которых происходило в мелководно-шельфовых условиях, прибрежных отмелей, и шельфовых лагун.

Общая толщина пласта изменяется от 17,7 м до 5,6 м, эффективная толщина пласта от 10,8 м до 1,7 м, нефтенасыщенная толщина от 7,4 м до 1,4 м. В пределах пласта выделено 5 залежей.

Эффективные толщины пласта $\Phi_0^4 D_3zd_2$ изменяются от 8,6 до 2,0 м.

ВНК залежи принят на отметке – 1693 м.

Таблица 2 – Характеристика толщин продуктивных пластов Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения

Толщина	Наименование	Пласт $\Phi_0^{1-3} D_3zd_2$	Пласт $\Phi_0^4 D_3zd_2$
Общая	Среднее значение	18,582	10,767
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,233	0,252
	Интервал изменения от до	29 8,9	17,7 5,6
Эффективная	Среднее значение	9,613	5,195
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,386	0,522
	Интервал изменения от до	17,2 1,6	10,8 1,4
Нефтенасыщенная	Среднее значение	9,36	3,96
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,389	0,469
	Интервал изменения от до	17,2 1,6	7,4 1,4
Непроницаемых разделов	Среднее значение	8,749	6,176
	Коэффициент вариации, доли ед.	0,52	0,468
	Интервал изменения от до	24 0,9	12,4 0,6

Режим залежи

Энергетический потенциал залежей определяется начальным пластовым давлением, приведённым к плоскостям ВНК. Величина начального давления залежей немалого превышает условное гидростатическое, но является достаточной для обеспечения фонтанирования скважин нефтью.

Замерами текущего пластового давления в эксплуатирующихся скважинах в разные годы было охвачено от 10 до 60 %, в частности, в 2001 году – 22 %. По данным

2001 года текущее среднее пластовое давление (18,6 МПа) составило 95 % от начального уровня (19,6 МПа).

Высокая продуктивность вод, как в контуре, так и за контуром нефтеносности, сохраняющееся постоянно среднее пластовое давление при длительном периоде эксплуатации и хорошее ФЕС коллекторов, особенно в районе расположения высокопродуктивных скважин, обуславливают существование при разработке залежей естественного упруговодонапорного режима.

Физико-химические свойства нефти, газа и пластовой воды

Нефти Восточно-Сотчемью-Тальийюского месторождения относятся к категории утяжелённых, средневязких, парафинистых, смолистых, сернистых.

Результаты исследований по глубинным пробам, отобраным в разведочных скважинах, представлены в таблицах 3–5. Эти исследования характеризуют начальные условия разработки месторождений. Сопоставление характеристик флюидов показывает отсутствие каких-либо существенных изменений в их свойствах. В целом параметры нефти и газа, используемые при подсчёте запасов сохранились на уровне близком к утверждённым ЦКЗ по состоянию на 01.01.2019 г.

Таблица 3 – Физико-химические свойства нефти (поверхностные условия)

Параметр	Единицы измерения	Восточно-Сотчемью-Тальийюское месторождение
Плотность	т/м ³	0,880
Вязкость	мм ² /с	26,84
Выход бензиновых фракций	% масс.	20
Выход керосиногазойлевых фракций	% масс.	21
Содержание парафина	% масс.	4,8
Содержание смолы	% масс.	8,8
Содержание асфальтенов	% масс.	6,3
Содержание серы	% масс.	1,21

Таблица 4 – Физико-химические свойства нефти и растворённого газа

Параметры	Средние значения Восточно-Сотчемью-Тальийюского месторождения
Давление насыщения нефти газом, МПа	8,21
Газосодержание, м ³ /т	29,45
Объёмный коэффициент, ед.	1,079
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа × с	5,46
Вязкость в поверхностных условиях, мПа × с	27,62
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	0,88
Плотность газа, кг/м ³	1,303

Таблица 5 – Характеристика пластовой воды

Параметр	скважина № 25	скважина № 31	скважина № 23
Плотность, г/см ³	1,1429	1,1420	1,1437
Общая минерализация, г/л	206,11	204,6	210,8
Газосодержание, м ³ /т	–	0,77	–

Основные этапы проектирования разработки месторождения

Первая технологическая схема разработки месторождения была составлена институтом «ПечорНИПИнефть» в 1992–1993 гг. и утверждена ЦКР в сентябре 1993 года в качестве проекта опытно-промышленных работ на период 1993–1996 гг.

В 1996 году институт «ПечорНИПИнефть» составил уточнённую технологическую схему разработки, рассмотренную и утверждённую в 1997 году (протокол ЦКР № 2141 от 17.04.97 г.).

В 1998 году выполнен «Анализ разработки и уточнение технологических показателей разработки месторождений ЗАО «Печоранефтегаз» (исполнитель – ООО НТП

«Прогресс-5»). Работа была выполнена с целью анализа состояния разработки месторождений и уточнения технологических показателей на период действия лицензий с учетом сложившейся экономической ситуации.

В 2016 году на базе пересчёта запасов нефти и растворённого газа Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения был разработан «Проект разработки Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения». После рассмотрения на ЦКР согласованы проектные показатели на 2017–2019 гг. ЦКР обязала ЗАО «Печоранефтегаз» в 2017–2019 гг. создать постоянно-действующую геолого-технологическую модель месторождения, пересчитать запасы углеводородного сырья и составить новый проектный документ на разработку.

К 2018 году с начала разработки на месторождении пробурено 40 проектных скважин, или 90,3 % основного проектного фонда, т.е. проектный фонд в значительной степени разбурен. Для полного формирования проектного фонда осталось ввести скважину № 237 (которая пробурена в 2018 году и находится в стадии освоения).

В течение 2017 года были введены в работу 8 новых скважин. По одному из параметров, определяющих продуктивность – нефтенасыщенной толщине – ожидаемая продуктивность новых скважин соответствует фактической. Освоение новых скважин произведено с проведением гидродинамических исследований пласта, что позволяет объективно ценить добывные возможности скважин. Основной способ эксплуатации скважин на конец года – механизированный. Доля механизированных скважин в годовой добыче составляет 90,2 %.

Увеличение фонда скважин отразилось в увеличении темпов отборов из пласта жидкости и нефти. Годовая добыча нефти в 2017 году увеличилась по сравнению с предыдущим годом на 23,3 тыс. тонн или на 10,4 %. Увеличение отборов нефти целиком обусловлено увеличением фонда скважин, т.е. количеством отработанного времени, а также за счёт увеличения дебита нефти и жидкости.

Значительное превышение величины среднегодовой обводнённости (67,1 %) над степенью использования НИЗ (36,4 %) отражает невысокую вовлечённость запасов в активную разработку. Как показывают промысловые характеристики вытеснения, к настоящему времени дренируются запасы величиной 2,5–3,1 млн тонн, что существенно ниже величины извлекаемых запасов, числящихся на Госбалансе (6,038 млн тонн). Основной причиной такого состояния с выработкой запасов следует, на наш взгляд, считать низкий охват разработкой по площади.

Вовлечение в разработку неработающих запасов за счёт площадной составляющей следует осуществлять добуриванием проектных скважин, бурением уплотняющих скважин резервного фонда и боковых стволов в имеющихся скважинах. На недостаточность скважин указывает и величина удельных текущих запасов на скважину – 91,4 тыс. тонн, что для залежей с такими коллекторами является большой величиной. Локализация остаточных и слабоактивных запасов может быть проведена известными приближенными методами оценки вовлечённых в разработку запасов, а главным образом – созданием детальной геолого-фильтрационной модели залежи. Следует отметить, что в настоящий момент ведутся работы по созданию постоянно действующей геолого-фильтрационной модели. Положение с выработкой запасов по разрезу несколько лучше, т.к. ПГИ по контролю за разработкой, проводимые в предыдущем году, показали, что все перфорированные пласты вовлекаются в разработку, кроме скважин, введённых в данном году, где не проводилось ни одного исследования по контролю за разработкой, поэтому объективно судить о выработке запасов из новых скважин затруднительно, как и выдача рекомендаций.

Основным отрицательным моментом в этом компоненте охвата разработкой является отмеченный выше опережающий рост обводнения.

Динамика добычи нефти, степень разбуренности месторождения и использование его запасов указывают на вторую стадию разработки залежи, характеризующуюся высокими показателями годовой добычи нефти.

С целью снижения темпов падения добычи нефти в 2019 году проведено значительное количество ГТМ (13 видов) по действующему фонду, а также ГТМ при вводе в эксплуатацию новых скважин.

Дополнительная добыча нефти по скважинам действующего фонда за счёт ГТМ составила 12,573 тыс., по новым скважинам только за счёт ГТМ 2,523 тыс. тонн, в целом 15,09 тыс. тонн или 6,4 % от общей добычи нефти. Добыча нефти из новых скважин составила 55,9 тыс. тонн, это 22,6 % от общей добычи, значит всего за счёт мероприятий, включая и ввод новых скважин, получено 71 тыс. тонн нефти (28,7 % от общей добычи по месторождению).

Характеристика текущего состояния разработки

Восточно-Сотчемью-Талыйюское месторождение введено в промышленную разработку с 1990 года. Весь период разработки месторождения составляет 16 лет. Промышленная нефтеносность месторождения приурочена к пластам $\Phi_0^{1-3} D_3zd_2$ и $\Phi_0^4 D_3zd_2$, относящимся к Девонской системе, фаменскому ярусу, задонскому горизонту (D_3zd).

Пласт $\Phi_0^{1-3} D_3zd_2$ включает в себя 5 залежей с категориями запасов В, С₁ и С₂.

Пласт $\Phi_0^4 D_3zd_2$ включает в себя 5 залежей с категориями запасов С₁ и С₂. Анализ текущего состояния разработки месторождения проведён по месторождению в целом. Динамика основных технологических показателей разработки проанализирована по двум стадиям, которые выделяются в общем периоде эксплуатации объекта.

Разработка ведётся на естественном упруговодонапорном режиме. Пластовое давление на протяжении всех стадий разработки сохраняет постоянство.

Для стабилизации добычи нефти на месторождении необходимо продолжить разбуривание, совершенствовать сложившуюся систему разработки, продолжить применение методов интенсификации добычи нефти и проведение мероприятий по сдерживанию темпов обводнения залежи.

Анализ структуры фонда скважин

Добыча нефти на месторождении началась в 1990 году с вводом в эксплуатацию разведочных скважин. С 1993 года осуществляется бурение эксплуатационного фонда скважин. За этот период фактические объёмы эксплуатационного бурения составляли от 4 до 9 тыс. м в год, максимальный объём эксплуатационного бурения, равный 9,2 тыс. м, отмечался в 1994 году. Последующий период разработки характеризуется отставанием фактических темпов бурения от проектных, связанным, в основном, с отставанием обустройства месторождения.

Наиболее заметно отставание в 1995 и 1996 гг. – фактические объёмы ниже проектных соответственно в 2,5 и 4,6 раза; в 1998 году фактические объёмы ниже проектных в 2 раза. С 1999 года ситуация улучшилась – на месторождении проведены многочисленные работы по обустройству промысла. Построены новые дороги, введена в эксплуатацию установка по подготовке нефти (УПН), проведено много километров линий электропередач и т.д.

С начала разработки на месторождении пробурено 40 проектных скважин, или 90,3 % основного проектного фонда, т.е. проектный фонд в значительной степени разбурен. Наибольшее количество скважин бездействующего фонда отмечалось в 2013–2015 гг. – коэффициент использования скважин на тот период составлял 0,5–0,7. Скважины простаивали, в основном, в ожидании капремонта по изоляции чуждых вод и перевода на механическую добычу.

После проведения работ по восстановлению простаивающего фонда количество бездействующих скважин сократилось с 42 % (декабрь 2013 года) до 18 % (2015 год).

По одному из параметров, определяющих продуктивность – нефтенасыщенной толщине – ожидаемая продуктивность новых скважин соответствует фактической. Освоение новых скважин произведено с проведением гидродинамических исследований пласта, что позволяет объективно оценить добывные возможности пласта и скважин.

Таблица 6 – Характеристика фонда скважин

Наименование	Категория скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Пробурено (проектных)	49 (40)
	В том числе:	
	действующие	37
	ЭЦН	35
	фонтан	2
	бездействующие	5
	освоение	
	в консервации	
	в ожидании ликвидации	2
ликвидированные после бурения	3	
контрольные	2	

В 2005 года среднегодовой фонд добывающих скважин увеличился по сравнению с предыдущим годом на 16,9 % и составил 31,8 ед. Коэффициент использования эксплуатационного фонда составил 0,852 против 0,818 в 2018 году.

Эксплуатация скважин действующего фонда проводится достаточно интенсивно: коэффициент эксплуатации составил 0,996.

Вывод: Увеличение отборов нефти целиком обусловлено увеличением фонда скважин, т.е. количеством отработанного времени, а также за счёт увеличения дебита нефти и жидкости. Негативным фактором является повышение обводнённости в скважинах.

Возможными путями сдерживания темпов обводнения залежи могут быть:

- мероприятия по приведению в порядок технического состояния скважин (или забуривания в них вторых стволов, в том числе и горизонтальных);
- организация циклического режима работы высокообводнённых скважин;
- сохранение режима ограничения рабочих депрессий и, соответственно, дебитов скважин по жидкости.

Литература

1. Булатов А.И. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 т. / А.И. Булатов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012–2015. – Т. 1–4.
2. 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.
3. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
4. Климов В.В. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях / В.В. Климов, О.В. Савенок, Н.М. Лешкович. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2016. – 274 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. Ладенко А.А. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
7. Попов В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учеб. пособие / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
8. Попов В.В. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учеб. пособие / О.В. Савенок, А.С. Арутюнян, С.В. Шальская. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений / О.В. Савенок, А.А. Ладенко. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.

12. Савенок О.В. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М.; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
13. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие : в 2 ч. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
14. Березовский Д.А. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33-50.
15. Березовский Д.А. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях / Д.А. Березовский, О.В. Савенок, Г.В. Кусов // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
16. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли / В.Г. Григулецкий // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 2. – С. 35–40.
17. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела / В.Г. Григулецкий // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
18. Кобрунов А.И. Оценка достоверности подсчёта запасов углеводородов Восточно-Сотчемью-Талыйюского месторождения на основе метода нечётких петрофизических композиций / А.И. Кобрунов, В.Е. Кулешов, А.С. Могутов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 1. – С. 17.
19. Комаров А.Г. Исследование анизотропии физических и коллекторских свойств горных пород / А.Г. Комаров [и др.] // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 201–204.
20. Симонян Г.С. Породы коллекторов нефти / Г.С. Симонян // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 86–88.
21. Черницкий А.В. Обоснование нижних пределов пористости и проницаемости карбонатных коллекторов (на примере пласта Ф0 Восточно-Сотчемью-Талыйюского нефтяного месторождения, Республика Коми) / А.В. Черницкий, В.В. Кузнецов, Б.П. Вайнерман // Геология нефти и газа. – 1996. – № 12. – С. 14–18.
22. Шустер В.Л. Критерии прогноза, выявления и поисков скоплений нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам / В.Л. Шустер // Булатовские чтения. – 2021. – Т. 1. – С. 113–114.

References

1. 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.
2. Bulatov A.I. Scientific foundations and practice of oil and gas well development / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremiychuk. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2016. – 576 p.
3. Varlamov P.S. Reservoir testing equipment for hydrodynamic studies of oil and gas well formations / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa polygraph plant, 2004. – 620 p.
4. Klimov V.V. Fundamentals of geophysical research in the construction and operation of wells at oil and gas fields / V.V. Klimov, O.V. Savenok, N.M. Leshkovich. – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2016. – 274 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. Ladenko A.A. Geophysical studies of wells at oil and gas fields / A.A. Ladenko, O.V. Savenok. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
7. Popov V.V. Geophysical research and work in wells : textbook / V.V. Popov [et al.]. – Novochoerkassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
8. Popov V.V. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov [et al.]. – Novochoerkassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V. Interpretation of the results of hydrodynamic studies : textbook / O.V. Savenok, A.S. Harutyunyan, S.V. Shalskaya. – Krasnodar: Ed. FSBOU VO KubSTU, 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar: Ed. FSBOU VO KubSTU, 2019. – 275 p.
11. Savenok O.V. Oil and gas engineering during well development / O.V. Savenok, Yu.D. Kachmar, R.S. Yaremiychuk. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. 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.
13. Savenok O.V. Oil field development design : textbook : in 2 vol. – Ukhta : Publishing House of Ukhta State Technical University, 2021.

14. Berezovsky D.A. Technologies and principles of development of multi-layer deposits / D.A. Berezovsky [et al.] // Science. Technology. Technologies (Polytechnic Bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
15. Berezovsky D.A. Patterns and changes in the properties of oil and gas in deposits and fields / D.A. Berezovsky, O.V. Savenok, G.V. Kusov // Bulatovsky readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.
16. Griguletsky V.G. The watering down of the fields is a fundamental issue of the modernity of the Russian oil and gas industry / V.G. Griguletsky // Technologies of the fuel and energy complex. – 2007. – № 2. – P. 35–40.
17. Griguletsky V.G. The watering down of the fields is a fundamental issue of the modernity of the Russian oil and gas business / V.G. Griguletsky // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
18. Kobrunov A.I. Assessment of reliability of calculation of hydrocarbon reserves of the East Sotchemyu-Talyuskoye field based on the method of fuzzy petrophysical compositions / A.I. Kobrunov, V.E. Kuleshov, A.S. Mogutov // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2012. – Vol. 7. – № 1. – P. 17.
19. Komarov A.G. Study of anisotropy of physical and collector properties of mountain species / A.G. Komarov [et al.] // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 201–204.
20. Simonyan G.S. Rocks of oil collectors/G.S. Simonyan//Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 86–88.
21. Chernitsky A.V. Substantiation of the lower limits of the porosity and permeability of carbonate reservoirs (using the example of the formation F0 Vostochno-Sotchemyu-Talyyu oil place-birth, Komi Republic) / A.V. Chernitsky, V.V. Kuznetsov, B.P. Weinerman // Geology of oil and gas. – 1996. – № 12. – P. 14–18.
22. Schuster V.L. Criteria for forecasting, identifying and searching for accumulations of oil and gas confined to non-anticlinal traps / V.L. Schuster // Bulatov readings. – 2021. – Vol. 1. – P. 113–114.