

УДК 550.812 + 622.276

**ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
СЕВЕРО-САЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
И АНАЛИЗ ЕГО ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ**



**GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS
OF THE NORTH-SALYMSKOYE FIELD
AND ANALYSIS OF ITS CURRENT STATE OF DEVELOPMENT**

Задиракина Марина Андреевна

студент направления подготовки
21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный
технический университет»
m.zadirakina@mail.ru

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

Аннотация. На месторождениях Западной Сибири оставшиеся запасы нефти приурочены в основном к неоднородным коллекторам и трудно извлекаемым запасам. Солянокислотная обработка пласта в настоящее время является одним из наиболее эффективных способов интенсификации добычи нефти из коллекторов с трудно извлекаемыми запасами. В статье рассматривается геолого-промысловая характеристика Северо-Салымского месторождения (приведены сведения о геологическом разрезе, представлены сведения о продуктивных пластах месторождения и их основные параметры: пористость, проницаемость и нефтенасыщенность пород, толщины пластов), основные этапы проектирования разработки месторождения и анализ разработки (описывается действующий фонд добывающих скважин, накопленная добыча нефти, жидкости, накопленная закачка, сравниваются проектные и фактические показатели разработки, приводятся основные показатели состояния разработки).

Ключевые слова: геолого-промысловая характеристика Северо-Салымского месторождения; тектоника и стратиграфия; состав и свойства нефти, насыщающей продуктивные пласты; состав и свойства газа, насыщающего продуктивные пласты; основные этапы проектирования разработки месторождения; анализ состояния разработки Северо-Салымского месторождения; проблемы, возникшие при разработке Северо-Салымского месторождения.

Zadirakina Marina Andreevna

Student Training Direction
21.04.01 «Oil and Gas Engineering»
Ukhta State Technical University
m.zadirakina@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. In the fields of Western Siberia, residual oil reserves are mainly confined to heterogeneous reservoirs and hard-to-recover reserves. Hydrochloric acid treatment is currently one of the most effective ways to stimulate oil production from reservoirs with hard-to-recover reserves. The article discusses the geological and production characteristics of the North-Salymskoye field (information on the geological section is provided, information on the productive formations of the field and their main parameters: porosity, permeability and oil saturation of rocks, layer thickness), the main stages of the field development design and development analysis (described operating stock of producing wells, cumulative production of oil, fluids, cumulative injection, comparing the design and actual indicators of development, giving the main indicators of the state of development).

Keywords: geological and commercial characteristics of the North-Salymskoye field; tectonics and stratigraphy; composition and properties of oil saturating productive formations; composition and properties of gas saturating productive formations; main stages of field development design; analysis of the state of development of the North-Salymskoye field; problems encountered during the development of the North-Salymskoye field.

Краткие сведения о месторождении

Северо-Салымское месторождение относится к Нефтеюганскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области и расположено в 70 км западнее г. Нефтеюганска, в 150 км к востоку от г. Ханты-Мансийска.

Рассматриваемое месторождение находится между крупными разрабатываемыми месторождениями – Правдинским и Приразломным.

Своей западной границей Северо-Салымский лицензионный участок примыкает к Салымскому (Лемпинская площадь) лицензионному участку. Данная граница пересекает продуктивные пласты в районе западной части залежей. Запасы западных залежей, в том числе и за лицензионной границей, числятся на балансе Северо-Салымского месторождения. Лицензионная граница между Северо-Салымским и Салымским (Лемпинская площадь) ЛУ пересекает пласты АС_{11/1} и БС₆ в западной части. Обзорная схема района работ представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема расположения Северо-Салымского месторождения

В географическом отношении описываемый район представляет собой слабо расчленённую пологую равнину.

Абсолютные отметки местности изменяются от + 35 до + 52 м. Местность сильно заболочена. Глубокие участки болот открыты, мелкие покрыты низкорослым лесом. Гидрографическая сеть представлена реками Обь, Большой Салым. Район изобилует озёрами разных форм и очертаний.

Северо-Салымское месторождение расположено в зоне вечной мерзлоты. Мерзлоты относятся к типу неустойчивых погребённых, с температурой от 0–0,5 °С. Толщина слоя мёрзлых пород составляет 15–40 м, глубина залегания 140–180 м.

Для рассматриваемого района наиболее характерны подзолистые глинистые почвы на сравнительно возвышенных участках, торфянисто-подзолисто-иловые и торфяные почвы на заболоченных участках местности.

Тектоника и стратиграфия

Геолого-геофизические исследования в районе Салымского нефтегазоносного района велись с 1949 года. По мере проведения работ уточнились представления о геологическом и тектоническом строении района. Было выявлено Салымское куполовидное поднятие, осложнённое более мелкими структурами, в том числе и Северо-Салымское поднятие, осложняющее северное крыло Салымского КП и представляющее собой брахиантиклинальную складку меридионального простирания.

С 1958 года на Салымском поднятии начинается детальное изучение геологического строения: широко проводятся площадные сейсморазведочные работы в сочетании с глубоким поисковым бурением.

Поисково-разведочное бурение осуществлялось в период 1976–2002 гг., эксплуатационное 1983–2002 гг.

В 1982 году Северо-Салымское месторождение введено в эксплуатацию согласно технологической схеме опытно-промышленной эксплуатации первоочередного участка (СибНИИНП).

В результате в 1977 году выявлена залежь в коллекторах пласта БС₆.

В течение 1980 года на площади месторождения пробурены 4 разведочные скважины (№№ 122Р, 127Р, 147Р и 165Р), из которых продуктивными оказались только 2 (№№ 165Р и 127Р). Из скважины № 165Р, пробуренной в сводовой части поднятия, из пластов АС_{11/1} и БС₇₋₈ получены фонтанные притоки нефти с дебитом 122,0 м³/сут. и 101,5 м³/сут. соответственно.

На тематической структуре, выявленной по результатам сейсморазведочных работ и располагающейся в южной части изучаемой площади, планировалось пробурить 4 скважины. Первая Тематическая была пробурена в 1991 году в центре восточного купола в 5 км к югу от скважины № 85Р. По результатам предварительной обработки геологического исследования пласт АС_{11/1} водонасыщен, пласты БС₆ и БС₇₋₈ с неясным характером насыщения. В результате испытания пласта БС₆ получен приток пластовой воды дебитом 14 м³/сут. на 4 мм штуцере. По результатам испытания пласта БС₇₋₈ получен приток пластовой воды дебитом 2,3 м³/сут. при СДУ – 122 м. К востоку от скважины № 1П пробурена скважина № 4Р. По результатам обработки геофизического исследования скважин пласт БС₆ нефтенасыщен. Однако в результате испытания пласта получен приток воды дебитом 36 м³/сут.

Северо-Салымское нефтяное месторождение расположено в зоне сочленения Сургутского и Нижневартовского нефтегазоносных районов, которые являются составной частью Средне-Обской нефтегазоносной области. Эта область является одним из основных как по запасам, так и по добыче нефти в Западной Сибири.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Северо-Салымскому локальному поднятию, расположенному на северном окончании Пойкинского вала, этаж нефтегазоносности которой охватывает глубины преимущественно от 950 до 3100 м. По характеру насыщения выявлены нефтяные залежи.

Геологический разрез Северо-Салымского месторождения вскрыт 763 скважинами. По результатам эксплуатационного и разведочного бурения промышленная нефтеносность установлена в юрских отложениях тюменской свиты (пласт ЮС₁), баженовской свиты (пласт ЮС₀), в меловых отложениях ахской свиты (пласты БС₆ и БС₇₋₈) и черкашинской свиты (пласт АС_{11/1}). На рисунке 2 представлена корреляционная схема пласта АС_{11/1}.

На Госбалансе на 01.01.2016 г. по Северо-Салымскому месторождению числятся запасы УВ по 3 подсчётным объектам: БС₆, БС₇₋₈ и АС_{11/1}. Запасы пластов ЮС₂ и ЮС₀ числятся в нераспределённом фонде.

Всего на месторождении выделено 5 подсчётных объектов, что на 2 больше, чем утверждено в отчёте 1996 года; количество залежей увеличилось на 5 и составило 8.

Увеличение количества объектов и залежей произошло в результате дополнительно проведённых поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Сведения о размерах, глубинах залегания, положении ВНК по выделенным залежам приведены в таблице 1.

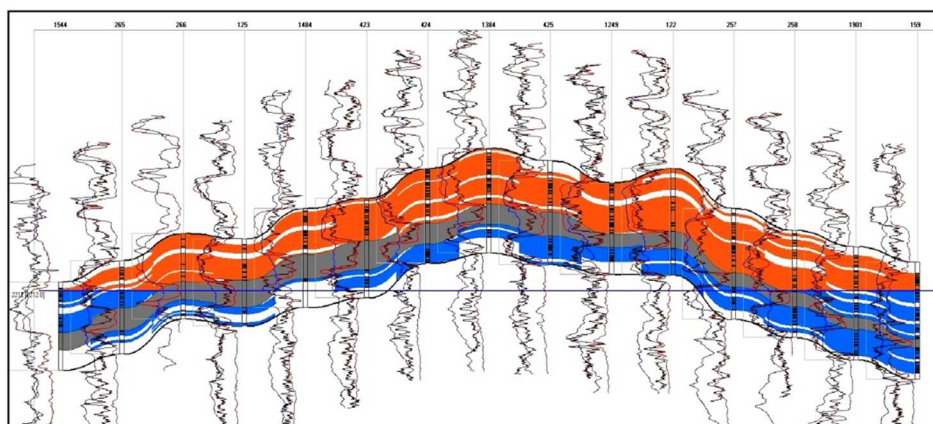


Рисунок 2 – Корреляционная схема пласта АС_{11/1}

Таблица 1 – Общая характеристика залежей

Пласт	Залежь	Абсолютная отметка залегания пласта в своде, м	Отметка ВНК, м	Размеры залежи, кмхкм	Высота залежи, м	Интервал изменения продуктивной толщины, м	Количество скважин, вскрывших залежь	Залежь по типу
АС _{11/1}	Западно-Мильявская	- 2290,0	- 2220	3,9х2,7	12,0	0,8-3,0	1	пластово-сводовая
	Основная	- 2178,1	- 2212	7х8	60,0	0,6-27,8	686	пластово-сводовая
БС ₆	Основная	- 2716,7	- 2396	10х8,3	74,0	1,0-11,4	518	пластово-сводовая
	Промежуточная	- 2718,7	- 2401	3,1х3,5	13,0	4,3-7,0	3	пластово-сводовая
БС ₇₋₈	Основная	- 2735,9	- 2415	8,0х6,8	74,0	1,2-27,0	456	пластово-сводовая
	Промежуточная	- 2725,8	- 2437	4,5х4,4	18,0	5,2-27,7	24	пластово-сводовая

Выделение подсчётных объектов основывалось на комплексе данных, включающих в себя результаты опробования и промыслово-геофизическую характеристику в совокупности с детальной корреляцией продуктивной части разреза.

Состав и свойства нефти, насыщающей продуктивные пласты

Поверхностные пробы нефти отбирались с устья скважин при соответствующих режимах их работы. В стандартных условиях проводилось определение физико-химических свойств дегазированной нефти: вязкости, плотности, молекулярной массы, температуры застывания, фракционного состава и массового содержания серы, силикагелевых смол, асфальтенов, парафинов и воды.

Глубинные пробы отбирались пробоотборниками типа ВПП-300, ПД-3М и программно-управляемыми глубинными пробоотборниками ИМСП-20, СИМСП-20(В)40. Вязкость нефти определялась с помощью капиллярного вискозиметра, плотность нефти определялась с помощью денсиметра. Компонентные составы пластовой и разгазированной нефти, а также составы выделяющихся при разгазировании нефти газов определялись методами газовой и газожидкостной хроматографии в соответствии с ГОСТ и стандартами.

Изучение физико-химических свойств глубинных проб нефти проводилось при однократном и дифференциальном (ступенчатом) способах разгазирования. Определялись основные параметры нефти в условиях пласта: давление насыщения нефти газом, плотность и вязкость газонасыщенной нефти при давлении и температуре пласта, газосодержание, характеристики дегазированной нефти и нефтяного газа и т.д. в соответствии с положениями ОСТ 153-39.2-048-2003 и ОСТ 39-112-80.

Объёмы исследований, проведённые над флюидами пластов АС_{11/1}, БС₆ и БС₇₋₈, отражены в таблице 2.

Как видно из таблицы 2, по месторождению имеется достаточно ограниченный набор глубинных проб по изученным пластам. Пласт ЮС₀ не представлен пробам нефти и свойства приняты по аналогии с пластом ЮС₀ Салымского месторождения. Для дополнения и уточнения параметров пластовых флюидов пластов необходимо предусмотреть отбор и комплексное исследование глубинных и поверхностных проб продукции скважин в соответствии с существующими требованиями и рекомендациями.

Таблица 2 – Сведения об отобранных пробах нефти

Пласт	Анализ физико-химической характеристики пластовой нефти на образцах глубинных проб		Анализ физико-химической характеристики дегазированной нефти на образцах поверхностных проб		Анализ компонентного состава и свойств пластовых вод	
	скважина (кол-во)	проб (кол-во)	скважина (кол-во)	проб (кол-во)	скважина (кол-во)	проб (кол-во)
АС _{11/1}	5	10	8	8	55	79
БС ₆	14	35	7	9	12	21
БС ₇₋₈	10	27	7	7	37	58
Итого	28	72	17	24	102	138

При расчёте средних значений PVT-параметров пластовой нефти проводилась отбраковка некачественных проб. Отбраковка глубинных проб нефти осуществлялась по следующим признакам:

1) отсутствие повторяемости и (или) физической взаимосогласованности среди параллельных проб, отобранных по одному интервалу перфорации (например, с увеличением давления насыщения газосодержание также должно возрастать). Рекомендуемые допустимые расхождения между значениями измеренных параметров нефти представлены в ГОСТ 153-39.2-048-2003;

2) отбраковывали явно разгазированные пробы, по которым давление насыщения и газосодержание нефти были существенно ниже средних значений давления насыщения и газосодержания;

3) отклонение в зависимости параметров глубинных проб нефти данной скважины от основного массива проб других скважин, например, зависимость объёмного коэффициента от давления насыщения и газосодержания.

По характеру насыщения исследуемые пласты относятся к нефтяным пластам.

Классификация дегазированной нефти по плотности и сернистости производилась согласно методическим рекомендациям.

Нефть пласта АС_{11/1} охарактеризована 10 глубинными пробами, отобранными из 5 скважин.

По результатам исследований глубинных проб нефти давление насыщения 6,3 МПа, плотность пластовой нефти равна 847 кг/м³, вязкость нефти составляет 3,2 мПа · с, коэффициент сжимаемости – 0,000087 1/МПа.

По данным однократного разгазирования газосодержание 28,1 м³/т, плотность сепарированной нефти 893,4 кг/м³, объёмный коэффициент 1,080.

По данным ступенчатой сепарации газосодержание 24,2 м³/т, плотность сепарированной нефти 884,3 кг/м³, объёмный коэффициент 1,065.

Свойства поверхностной нефти пласта АС_{11/1} изучены по результатам анализа 8 проб из 8 скважин.

Содержание метана в пластовой нефти 16,73 % мольных. Молярная масса пластовой нефти 203,7 г/моль.

Свойства дегазированной нефти, полученные как средние значения по кондиционным пробам, следующие: плотность при 20 °С 879,6 кг/м³, кинематическая вязкость при 20 °С равна 36,7 мм²/с, содержание (% масс.): серы 1,33, смол силикагелевых 7,1, парафинов 2,4, асфальтенов 3,9. Выход светлых фракций при разгонке до 350 °С – 54,7 % об. Нефть пласта АС_{11/1} сернистая, смолистая, парафинистая, высоковязкая, по плотности – тяжёлая. Шифр товарной классификации и технологической индексации нефти: ИТ2П.

Нефть горизонта БС₆ наиболее исследована. Из 35 исследованных проб, отобранных с 14 скважин, 8 отбракованы.

Нефть в пластовых условиях характеризуется значением давления насыщения 10,8 МПа, Плотность пластовой нефти составляет 764 кг/м³, вязкость пластовой нефти – 1,45 мПа · с.

В предыдущем подсчёте запасов были приняты следующие подсчётные параметры: газосодержание 53 м³/т, плотность сепарированной нефти 844 кг/м³, объёмный коэффициент 1,172. В связи с отсутствием новых кондиционных проб нефти подсчётные параметры приняты без изменения.

Свойства дегазированной нефти пласта БС₆ определены на основании исследований 9 проб из 7 скважин и имеют следующие значения: плотность нефти в стандартных условиях равна 861 кг/м³, кинематическая вязкость при 20 °С – 16,9 мм²/с, содержание (% масс.): серы 0,67, смол силикагелевых 7,7, парафинов 2,76, асфальтенов 3,13. Выход светлых фракций при разгонке до 350 °С составляет 57,2 %. Нефть пласта БС₆ сернистая, смолистая, парафинистая, повышенной вязкости и средней плотности. Шифр товарной классификации и технологической индексации нефти: ИТ1П2.

Нефть горизонта БС₇₋₈ изучена недостаточно. Большая часть проб пластовой нефти по горизонту БС₇₋₈ отбирались и исследовались до 2014 года лабораторией СибНИИ НП. После предыдущего подсчёта запасов было отобрано 5 проб из 3 скважин, анализ представительности показал, что пробы из скважин №№ 3009 и 33014 не кондиционны и отбракованы по причине явного разгазирования. Единственная проба из скважины № 3018 отбракована, так как физически не согласуется с остальными исследованиями.

В пластовых условиях давление насыщения нефти составляет 10,3 МПа, плотность пластовой нефти 756 кг/м³, вязкость пластовой нефти 1,2 мПа · с.

По данным однократного разгазирования газосодержание 86,3 м³/т, плотность сепарированной нефти 849,2 кг/м³, объёмный коэффициент 1,241.

По данным ступенчатого разгазирования газосодержание 71,1 м³/т, плотность сепарированной нефти 838,2 кг/м³, объёмный коэффициент 1,184.

Молярная масса пластовой нефти составляет 130 г/моль. Содержание метана в среднем по пласту 23,9 % мольных.

Свойства поверхностной нефти изучались по результатам 7 исследований нефти из 7 скважин.

Свойства дегазированной нефти, полученные как средние значения по кондиционным пробам, следующие: плотность нефти при 20 °С 860 кг/м³, кинематическая вязкость при 20 °С 14,6 мм²/с, содержание (% масс.): серы 0,85, смол силикагелевых 6,40, парафинов 3,32, асфальтенов 2,31. Выход светлых фракций при разгонке до 350 °С – 59,25 % об. Нефть пласта БС₇₋₈ среднесернистая, смолистая, парафинистая, повышенной вязкости, по плотности тяжёлая. Шифр товарной классификации и технологической индексации нефти: ИТ1П2.

Состав и свойства газа, насыщающего продуктивные пласты

Газ, выделившийся при однократном разгазировании, метанового состава, содержит 69,30 % мольных метана, 9,11 % этана, 7,17 % пропана, 3,05 % изобутана, 3,85 % нормального бутана, 2,52 % углекислого газа и 0,79 % азота. Плотность газа составляет 1,075 кг/м³, молекулярный вес равен 25,61 г/моль.

Газ, выделившийся при ступенчатой сепарации, жирный. Содержание метана в нём 82,4 % мольных, этана 7,7 %, пропана 3,3 %, изобутана 1,03 %, нормального бутана 0,82 % мольных. Плотность газа – 0,844 кг/м³, молекулярный вес равен 20,31 г/моль.

Содержание метана в пластовой нефти 16,73 % мольных. Молярная масса пластовой нефти 203,7 г/моль.

При однократном разгазировании газосодержание изменяется в пределах от 52 до 102 м³/т, плотность сепарированной нефти лежит в диапазоне от 844 до 863 кг/м³, объёмный коэффициент изменяется в пределах от 1,173 до 1,288.

По данным ступенчатого разгазирования газосодержание изменяется в пределах от 43 до 80 м³/т, плотность сепарированной нефти лежит в диапазоне от 838 до 848 кг/м³, объёмный коэффициент изменяется в пределах от 1,126 до 1,219.

Газ однократного разгазирования метанового состава. Содержание метана составляет 58 % мольных, этана 12,3 %, пропана 14,7 %, изобутана 2,4 %, нормального бутана 5,8 %, углекислого газа 1,3 %, азота 0,96 %. Отношение этана к пропану меньше единицы, что характерно для газов нефтяных залежей. Плотность газа 1,19 кг/м³, молярная масса газа равна 28,7 г/моль.

Газ ступенчатой сепарации содержит метана 67,9 % мольных, этана 13,4 %, пропана 11,4 %, изобутана 1,2 %, нормального бутана 2,4 %, углекислого газа 1,5 %, азота 1,12 %. Плотность газа 0,992 кг/м³, молярная масса газа 24,21 г/моль.

Газ однократного разгазирования содержит 56,6 % мольных метана, 12,1 % этана, 15,1 % пропана, 3,0 % изобутана, 6,2 % нормального бутана, 1,05 % углекислого газа, 1,09 % азота. Отношение этана к пропану меньше единицы, что характерно для газов нефтяных залежей. Плотность газа $1,383 \text{ кг/м}^3$, молекулярный вес газа – 29,39 г/моль.

Газ ступенчатой сепарации содержит метана 66,86 % мольных, этана 13,3 %, пропана 11,96 %, изобутана 1,5 %, нормального бутана 2,6 %, углекислого газа 1,22 %, азота 1,28 %. Плотность газа $1,008 \text{ кг/м}^3$, молекулярный вес газа – 24,25 г/моль.

Состав и свойства пластовой воды

Пластовые воды продуктивных отложений на Северо-Салымском месторождении охарактеризованы по девяти пробам воды из семи скважин.

По составу воды пласта хлоридные натриевые, по типу гидрокарбонатно-натриевые (по В.А. Сулину). Минерализация в среднем составляет 171 г/л, коэффициент сжимаемости – $4,24 \cdot 10^{-4}$ МПа, плотность и вязкость воды $1,121 \text{ г/см}^3$ и 0,68 мПа · с соответственно. Среднее содержание ионов составляет (мг-экв./л): хлор – 2970,5; сульфаты – 20,5; гидрокарбонат – 3,9; кальций – 493,3; магний – 120,4; натрий + калий – 2310,2; йод – 37,7 мг/л; бром – 422,1 мг/л.

Основные этапы проектирования разработки месторождения

В настоящее время разработка объекта залежей ведётся на основании проектного документа «Дополнение к технологическому проекту разработки Северо-Салымского нефтяного месторождения» (2016 год).

Основные положения и технологические показатели следующие:

– выделение в пределах залежей трёх самостоятельных объектов эксплуатации. По результатам эксплуатационного и разведочного бурения промышленная нефтеносность установлена в юрских отложениях тюменской свиты (пласт ЮС₂), баженовской свиты (пласт ЮС₀), в меловых отложениях ахской свиты (пласты БС₆ и БС₇₋₈), черкашинской свиты (пласт АС_{11/1});

– залежи разбурены по квадратной сетке 500х500 м;

– Северо-Салымская залежь полностью разбурена и разрабатывается по трёхрядной системе с уплотнением вторых добывающих рядов добывающими скважинами. Организована блочно-замкнутая система ППД с добавлением очагов приконтурного заводнения;

– общий фонд скважин составил 763, в т.ч. добывающих – 593, нагнетательных 166, водозаборных – 4;

– действующий фонд скважин составил 251, в т.ч. добывающих 177, нагнетательных – 74;

– способ эксплуатации – механизированный (ЭЦН и ШСН).

Анализ состояния разработки Северо-Салымского месторождения

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в терригенных отложениях черкашинской свиты (пласт АС_{11/1}), а также в терригенных отложениях ахской свиты (пласты БС₆ и БС₇₋₈).

По состоянию на 01.01.2016 г. на государственном балансе по Северо-Салымскому месторождению числятся запасы нефти, утверждённые в 2016 году. В целом по месторождению на государственном балансе числятся геологические / извлекаемые запасы: АВ₁ – 103022 / 36151 тыс. тонн, В₂ – 105 / 42 тыс. тонн; КИН – 0,351 и 0,400 доли ед. соответственно. Основная доля запасов принадлежит объекту АС_{11/1} (49 % геологических и 44 % извлекаемых запасов АВ₁ + В₂).

По состоянию на 01.01.2016 г. на месторождении пробурено 763 скважины, из которых добывающих – 593 (из них 40 совместных), нагнетательных – 166 (из которых совместных 2), водозаборных – 4, поглощающих – 2.

На 01.01.2016 г. на месторождении отобрано 28756 тыс. тонн и 115119,8 тыс. тонн жидкости. За 2015 год годовой отбор нефти составил 380,2 тыс. тонн и 6917,2 тыс. тонн жидкости. Накопленная закачка составляет 138549,7 тыс. м³, годовая –

6039,4 тыс. м³. Текущая обводнённость составила 94,5 %. Текущая компенсация отборов закачкой – 84,1 %, накопленная – 106,9 %.

Основная доля накопленной добычи нефти в общем объёме приходится на объект АС_{11/1} – 11508,9 тыс. тонн или 39,6 %. По остальным объектам добыча нефти составляет: БС₆ – 33,7 %, БС₇₋₈ – 25,7 %.

За 2015 год основная доля добычи приходится на объект БС₇₋₈ – 57,1 %. На остальные объекты приходится: на БС₆ – 5,6 %, на АС_{11/1} – 37,3 %.

Отбор от НИЗ составляет 80 % (ВС₁). Накопленный водонефтяной фактор – 2,9 тонн/тонн.

Текущий КИН составил 0,280 доли ед. (категория АВ₁).

Последним проектным документом планировалось разрабатывать месторождение 744 скважинами, фактически по состоянию на 01.01.2016 г. на месторождении пробурено 763 скважины. Фонд для бурения составляет 4 скважины.

Эксплуатационный проектный фонд по Северо-Салымскому месторождению на 01.01.2016 г. согласно последнего проектного документа составляет 162 добывающих (из них 157 действующих) и 73 нагнетательных (из них под закачкой находятся 62 скважины). Фактический эксплуатационный фонд включает 177 добывающих скважин (168 действующих) и 74 нагнетательных (из которых под закачкой – 68).

Таким образом, фактический действующий фонд добывающих скважин по состоянию на 01.01.2016 г. больше на 4 скважины, что связано с выполнением плана по выводу скважин из бездействия. По нагнетательному фонду также превышение на 4 скважины.

Месторождение разбурено и обустроено (кроме малых залежей). Максимальный уровень добычи нефти в объёме 3100,8 тыс. тонн нефти был достигнут в 1988 году.

В целом по месторождению фактическая добыча нефти за 2015 год составила 380,2 тыс. тонн, из которых 57 % добыто с объекта БС₇₋₈. Превышение проектной добычи в целом по месторождению за 2015 год составляет 79,1 тыс. тонн или 26 %, что вполне укладывается в допустимый диапазон отклонений (при проектной добыче от 0,1 до 1 млн тонн допустимое отклонение составляет ± 27 %).

За период 201–2015 гг. недостижение проектных уровней добычи нефти не наблюдается.

Накопленная добыча нефти по состоянию на 01.01.2016 г. составляет 28756 тыс. тонн, что на 0,4 % выше проектного значения.

Накопленная добыча жидкости составляет 115119,8 тыс. тонн, что на 2,5 % выше проектной величины.

Накопленная закачка на 01.01.2016 г. составила 138550 тыс. м³, что на 0,8 % больше проектного уровня.

Накопленные показатели свидетельствуют о достижении проектных решений на дату анализа.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки Северо-Салымского месторождения представлено в рисунке 3 и таблице 3.

Таблица 3 – Сопоставление программы ГТМ с утверждённой предыдущим документом

Количество ГТМ	2013		2014		2015		Итого	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Зарезка боковых стволов	2	1	3	2	5	3	10	6
Гидравлический разрыв пласта	3	4	–	4	–	3	3	11
Потокоотклоняющие технологии	–	–	–	–	3	3	3	3
Обработка призабойной зоны	4	4	4	5	4	–	12	9
Перевод на вышележащий горизонт	3	3	3	–	2	6	8	9
Итого	14	15	15	18	18	24	48	57

На рисунке 4 представлен график сопоставления программы геолого-технических мероприятий с утверждённым предыдущим проектным документом.

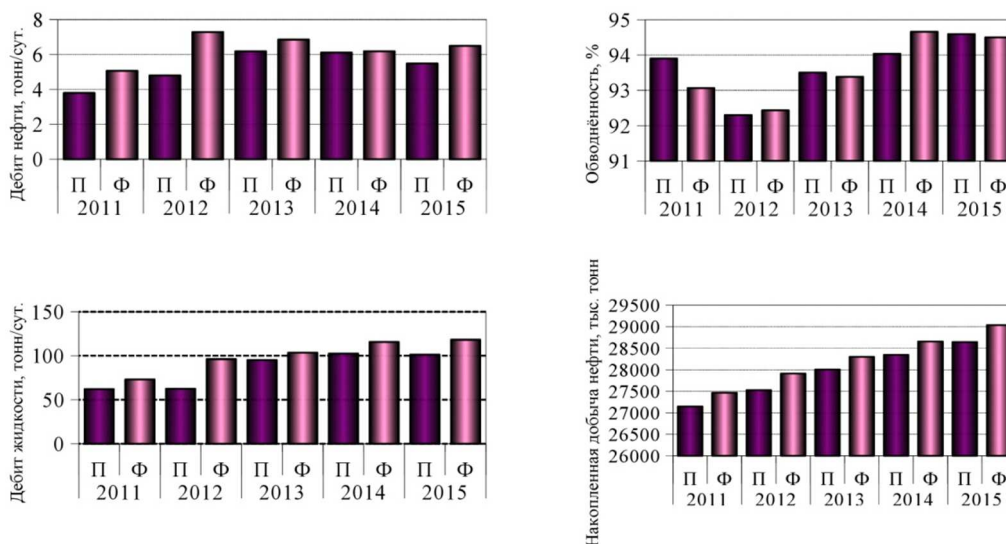


Рисунок 3 – Сравнение проектных и фактических показателей:
П – проектные показатели; Ф – фактические показатели

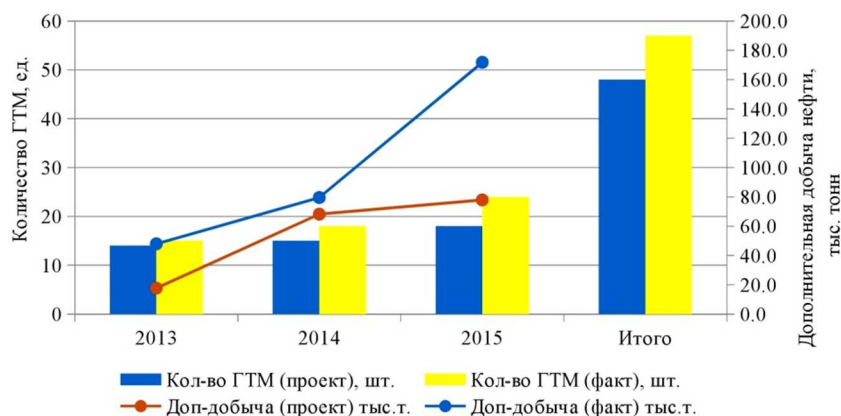


Рисунок 4 – Сопоставление программы ГТМ с предыдущим проектным документом:
Доп-добыча – дополнительная добыча нефти;
Кол-во ГТМ – количество геолого-технических мероприятий

Разработка Северо-Салымского месторождения начата в 1982 году. В промышленной разработке находятся пласты АС_{11/1}, БС₆ и БС₇₋₈. В настоящее время основная часть месторождения полностью разбурена и находится на поздней стадии разработки. В процессе разработки месторождения произошло уточнение контура нефтеносности, были выделены Западно-Милявская (объекты АС_{11/1}) и Промежуточные залежи (объекты БС₆ и БС₇₋₈). С начала разработки по месторождению добыто 28756 тыс. тонн нефти (что составляет 80 % от начальных извлекаемых запасов категории АВ₁), 111532,4 тыс. тонн жидкости, накопленный ВНФ – 2,9 тонн/тонн. Максимальные отборы нефти отмечены в 1988 году (3100,8 тыс. тонн), что напрямую связано с активной разработкой в этот период всех трёх объектов эксплуатации. Всего в добыче перебивало 723 скважины, средний отбор на одну перебивавшую скважину составил 39,1 тыс. тонн/скв. Накопленная закачка составила 138550 тыс. м³ при накопленной компенсации в 106,9 %. Текущий коэффициент нефтеизвлечения – 0,279 доли ед., при проектном 0,349 доли ед. (АВ₁).

За 2015 год добыто 380,2 тыс. тонн нефти и 6917,2 тыс. тонн жидкости. Средний дебит скважин по нефти составил 6,5 тонн/сут., по жидкости – 118,1 тонн/сут., среднегодовая обводнённость продукции скважин – 94,5 %. В 2011 году на месторождении возобновлено бурение. Пробурено 13 скважин на Промежуточной залежи объекта БС₇₋₈. Средняя приёмистость нагнетательных скважин составляет 237 м³/сут. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов – 1,1 %.

Основные показатели состояния разработки Северо-Салымского месторождения представлены в таблице 4. Разработка Северо-Салымского месторождения начата в 1982 году десятью скважинами. Среднегодовые дебиты в это время составили 43,3 тонн/сут. при нулевой обводнённости. Годовая добыча нефти в 1982 году составила 30,7 тыс. тонн, затем темпы отбора стали нарастать в связи с интенсивным разбуриванием месторождения.

Таблица 4 – Основные показатели состояния разработки Северо-Салымского месторождения

Основные показатели разработки	Пласты			Месторождение
	АС _{11/1}	БС ₆	БС ₇₋₈	
Год ввода в разработку	1982	1982	1982	1982
Максимальная добыча нефти, тыс. тонн	951,3	1399,6	786	3100,8
Год достижения максимальной добычи	1988	1989	1988	1988
Годовая добыча нефти, тыс. тонн/год	141,8	21,2	217,2	380,2
Доля в общей добыче, %	37,3	5,6	57,1	100
Отбор от НИЗ, %	72,9	89,7	78,9	79,5
Начальные извлекаемые запасы нефти	15767	10912	9472	36151
Доля НИЗ объекта в общем объёме запасов, %	37,3	25,1	22,4	100
Доля ОИЗ объекта в общем объёме запасов, %	57,7	15,3	27,0	100
Темп отбора от ОИЗ АВ ₁ , %	3,3	1,9	10,9	5,1
Текущий КИН АВ ₁ , доли ед.	0,226	0,377	0,286	0,279
Утверждённый КИН АВ ₁ , доли ед.	0,310	0,420	0,363	0,351
Начальные геологические запасы (НГЗ) нефти АВ ₁ + В ₂ , тыс. тонн	50919	25982	26121	103022
Годовая добыча жидкости, тыс. тонн/год	3919,1	538,2	2459,9	6917,2
Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	58269,2	27878,3	28684,0	114831,5
Среднегодовая обводнённость, %	96,4	96,1	91,2	94,5
Текущий водонефтяной фактор, ед.	26,6	24,4	10,3	17,2
Накопленный водонефтяной фактор, ед.	4,1	1,8	2,8	3,0
Фонд добывающих скважин	107	25	43	175
Средний дебит нефти, тонн/сут.	3,9	2,2	14,1	6,5
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	107,7	55,6	160	118,1
Годовая закачка воды, тыс. м ³ /год	3634,3	819,7	1585,4	6039,4
Накопленная закачка воды, тыс. м ³	70670,1	35338,7	32540,9	138549,7

Начиная с 1989 года, добыча по месторождению начала резко уменьшаться до относительной стабилизации в 1997 году на уровне 300–400 тыс. тонн. Среднегодовые дебиты в 1997 году составили 7,9 тонн/сут. нефти и 29,7 тонн/сут. по жидкости. В 2002 году произошло некоторое увеличение объёмов добычи (на 25,6 %) по сравнению с 2001 годом, что связано с резким увеличением объёма проводимых ГТМ (в 4,6 раза). Среднегодовые дебиты в 2002 году возросли до 10,4 тонн/сут. нефти и 35,3 тонн/сут. жидкости. В 2006 году увеличение уровня добычи составило 10,2 % по сравнению с предыдущим в результате увеличения количества действующих скважин по всем эксплуатационным объектам. Среднегодовые дебиты на этот год составили 6,3 тонн/сут. нефти и 61,6 тонн/сут. жидкости. Следующее существенное увеличение добычи произошло в 2011 году в результате возобновления бурения на объекте БС₇₋₈. Среднегодовые дебиты при этом составили 5,1 тонн/сут. нефти и 73,0 тонн/сут. жидкости. По состоянию на 01.01.2016 г. среднегодовые дебиты составляют 6,5 тонн/сут. нефти и 118,1 тонн/сут. жидкости. Обводнённость на текущую дату равна 94,5 %. График разработки Северо-Салымского месторождения представлен на рисунке 5.

В геологическом разрезе Северо-Салымского месторождения выделено 5 продуктивных пластов: АС_{11/1}, БС₆, БС₇₋₈, ЮС₀ и ЮС₂. В разработке находятся первые три, анализ выработки проводился именно по ним. Основным по извлекаемым запасам является объект АС_{11/1}, содержащий 37,3 % извлекаемых запасов. Степень выработки запасов объектов достаточно близка. Из объекта АС_{11/1} отобрано 72,9 % начальных извлекаемых запасов (категории ВС₁), из объектов БС₆ и БС₇₋₈ 92,1 % и 78,8 % соответственно.

Обводнённость продукции при этом составляет 96,4 % по объекту АС_{11/1}, 96,1 % по объекту БС₆ и 91,2 % по объекту БС₇₋₈. Годовая добыча нефти месторождения с 2015 года определяется добычей пласта БС₇₋₈, что связано с зарезкой боковых стволов на Промежуточной залежи (рис. 6).

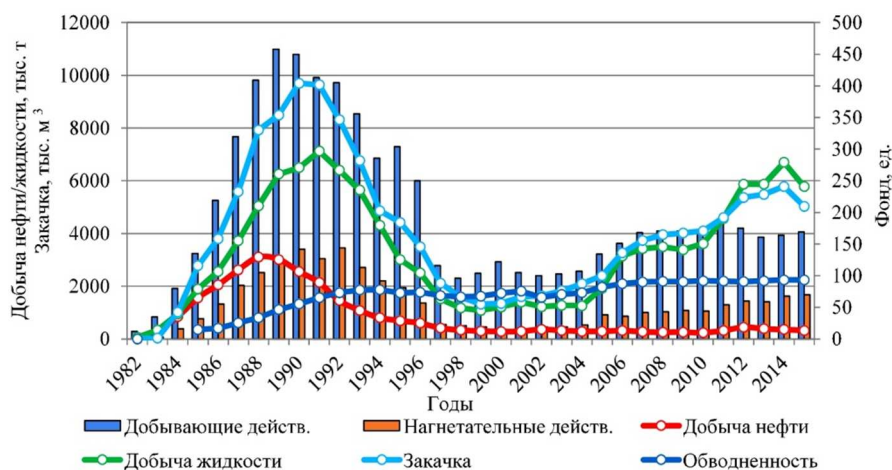


Рисунок 5 – Динамика показателей разработки Северо-Салымского месторождения в целом:
 Добывающие действ – добывающие действующие скважины;
 Нагнетательные действ – нагнетательные действующие скважины

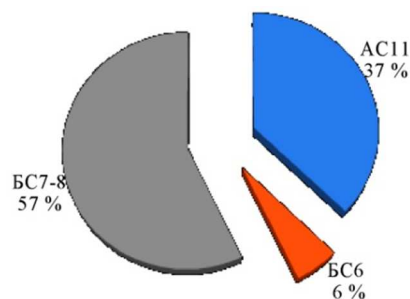


Рисунок 6 – Распределение добычи нефти за 2015 год по пластам

За 2015 год на месторождении добыто 380,2 тыс. тонн нефти, среднегодовая обводнённость продукции составляет 64,5 %, дебит нефти – 6,5 тонн/сут., жидкости – 118,1 тонн/сут. В продуктивные пласты месторождения закачано 135549,7 тыс. м³ рабочего агента. При существующих темпах отбора обеспеченность запасами (кратность) составляет 19 лет.

Оценка степени выработки и текущей структуры запасов нефти по пластам Северо-Салымского месторождения проведена с использованием:

- промысловых данных по динамике отборов и обводнения скважин и замеров пластовых и забойных давлений;
- результатов промысловых геофизических исследований;
- результатов геологического и гидродинамического моделирования.

В процессе анализа рассмотрена динамика обводнения скважин всех промысловых объектов, выявлены доминирующие факторы, определяющие закономерность обводнения добываемой продукции объекта.

Под количеством скважин подразумеваются все скважины, когда-либо эксплуатировавшие пласт. Для более корректного вычисления плотности сетки скважины разрезающих нагнетательных рядов учитывались с коэффициентом участия равным 0,5, таким образом, исключён двойной учёт одной и той же скважины. Удельная накопленная добыча нефти, приходящаяся на одну скважину, рассчитана без учёта скважин разрезающих нагнетательных рядов.

По состоянию на 01.01.2016 г. на месторождении пробурено 763 скважины, в том числе добывающих – 593, нагнетательных – 166, водозаборных – 4. Эксплуатационный фонд составляет 191 добывающую и 72 нагнетательных скважин. Действующий фонд составляет: 177 добывающих (30 % общего фонда добывающих скважин) и 68 нагнетательных (39 % нагнетательного фонда) скважин. Простаивающий фонд в целом составляет 415 добывающих и 106 нагнетательных скважин (в том числе бездействующие). Доля бездействующих скважин по добывающему фонду – 5 % от общего количества скважин, по нагнетательному фонду – 7 %.

Разбуривание объекта проходило в два этапа: 1982–1992 гг. – бурение по квадратной системе с расстоянием 500 м между скважинами. Практически одновременно началось уплотнение сетки скважин дополнительными скважинами. Уплотнение сеток скважин также происходило за счёт переводов скважин с другого объекта.

На рисунке 7 представлена схема расположения скважин I и II этапов ввода, динамика ввода скважин, а также распределение скважин по нефтенасыщенной толщине. Из данного рисунка видно, что характеристики объекта подобны по скважинам первого и второго этапов бурения, скважины второго этапа ввода (уплотняющие и переводные) вскрывают толщины от 7 м, также как и скважины основного этапа бурения.

В таблице 5 представлены характеристики скважин I и II этапов ввода. Основная добыча (63 %) приходится на скважины первого этапа ввода, что объясняется большим количеством скважин. Основные и уплотняющие скважины характеризуются сопоставимыми начальными показателями работы, а также удельным отбором нефти. На основании этого можно сделать вывод, что уплотняющие скважины вскрыли начальные нефтенасыщенные толщины и попали в зоны, не охваченные разработкой скважинами основного этапа бурения. Анализ показателей работы скважин по этапам бурения показывает, что динамика логично объясняется вводом и выбытием скважин. Так, например, по скважинам основного этапа бурения наблюдается естественный рост обводнённости в начальный период, затем резкое понижение объёма воды в добываемой продукции за счёт выбытия высокообводнённых скважин, наряду с этим прослеживается небольшой рост среднего дебита нефти.

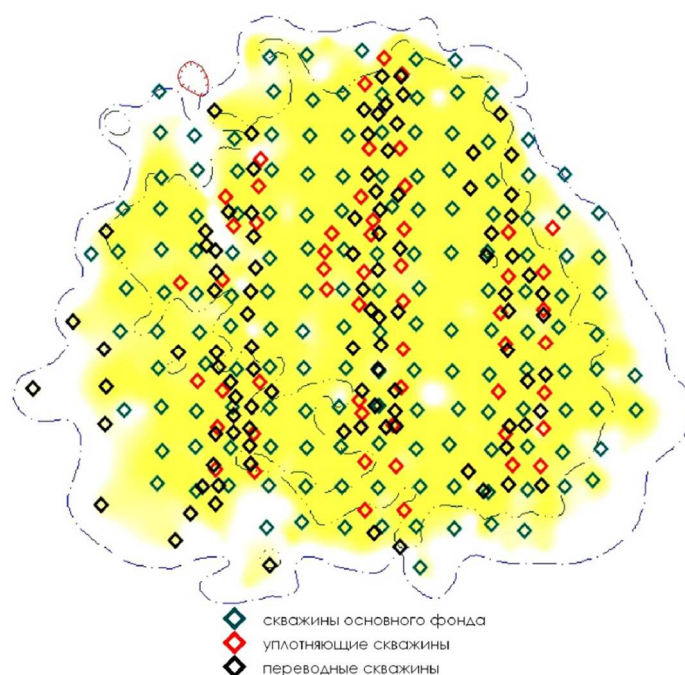


Рисунок 7 – Схема разбуривания объекта АС_{11/1}

Таблица 5 – Краткая характеристика скважин I и II этапов ввода. Объект АС_{11/1}

Система	Кол-во скважин	Начальные параметры работы скважин			Накопленный отбор нефти, тыс. тонн	Удельный накопленный отбор нефти, тыс. тонн/скв.
		дебит нефти, тонн/сут.	дебит жидкости, тонн/сут.	обводнённость, %		
Основные скважины	156	17,8	22,3	20,2	6936,1	44,5
Уплотнительные скважины	55	22,6	29,2	22,6	2971,8	54,0
Переводные скважины	103	12,2	69,5	82,4	1173,3	11,4

По уплотняющим скважинам наблюдается в 1988 году резкое снижение обводнённости и увеличение дебита нефти – за счёт ввода новых более продуктивных и менее обводнённых скважин. Резкий скачок обводнённости и несколько больший дебит скважин уплотняющего бурения по сравнению с остальными объясняется тем, что в данный период работала только одна скважина № 165Р (показатели по которой и приводятся в качестве средних), в 1986 году по которой произошло резкое обводнение до 96 %. С вводом следующих скважин показатели были усреднены и стали сопоставимы с показателями других этапов ввода.

Объект АС_{11/1} введён в разработку в 1982 году. Пласт частично подстилается водой. Разрабатывается с поддержанием пластового давления. Объект является основным по величине запасов – содержит 49,4 % геологических и 37,3 % извлекаемых запасов месторождения, представлен двумя залежами – основной Северо-Салымской и Западно-Милявской. Северо-Салымская залежь полностью разбурена и разрабатывается по трёхрядной системе с уплотнением вторых добывающих рядов добывающими скважинами. Организована блочно-замкнутая система ППД с добавлением очагов приконтурного заводнения. Западно-Милявская залежь полностью подстилается водой, разработка не ведётся.

Накопленная добыча нефти – 11497 тыс. тонн, жидкости – 58269,2 тыс. тонн. Максимальный отбор нефти был достигнут в 1988 году и составил 951,3 тыс. тонн, отбор от НИЗ (АВ1) – 73,7 %. Текущий КИН – 0,229 доли ед. при утверждённом 0,310 доли ед. Накопленный ВНФ – 4,1 тонн/тонн. Закачка в пласт воды для поддержания пластового давления производится с 1983 года. Накопленная закачка составляет 70670,1 млн м³. Накопленная компенсация – 110,2 %.

За 2015 год отбор нефти по объекту составил 141,8 тыс. тонн (37,3 % добычи месторождения), отбор жидкости – 3919,1 тыс. тонн, закачка воды – 3634,3 млн м³. Средние дебиты нефти – 3,9 тонн/сут., жидкости – 107,7 тонн/сут. Обводнённость скважин к концу года достигла 96,4 %. Средняя приёмистость нагнетательных скважин – 263,5 м³/сут.

За 34 года разработки в добыче перебивало 331 скважина. Средний отбор нефти на одну перебивавшую скважину – 34,8 тыс. тонн/скв. По состоянию на 01.01.2016 г. на объекте числятся 299 добывающих (из них действующих – 107 скважин), 68 нагнетательных (из них под закачкой – 37 скважин).

График разработки объекта АС_{11/1} представлен на рисунке 8.

Динамика изменения основных показателей отражает изменение показателей в целом по месторождению. При максимальной добыче в 1988 году наблюдаются повышения отборов в 2002 и 2006 гг. по причинам, описанным для месторождения в целом. По данному объекту также небольшой скачок в добыче наблюдается в 2009 году. Это связано с осуществлением в этом году по данному объекту большого количества ПВЛГ (16 скважинных операций).

Коэффициент использования фонда нефтяных добывающих скважин – 0,94. На рисунке 9 приведено распределение накопленной добычи по перебивавшим скважинам в целом по месторождению.

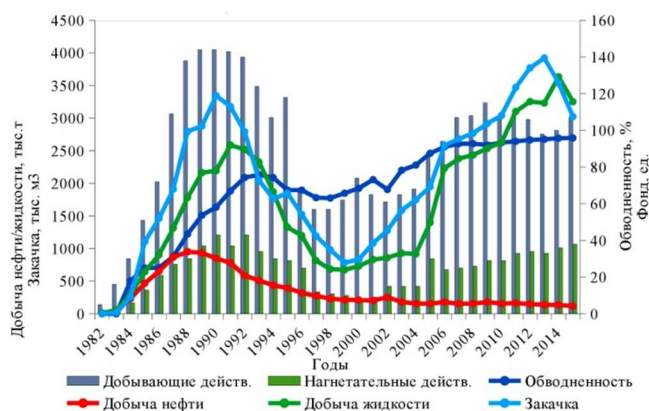


Рисунок 8 – Динамика показателей разработки объекта АС_{11/1}:
 Добывающие действ – добывающие действующие скважины
 Нагнетательные действ – нагнетательные действующие скважины

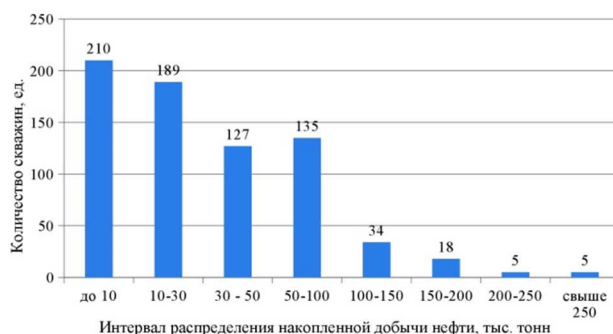


Рисунок 9 – Распределение общего фонда скважин по накопленной добыче нефти

По данному рисунку видно, что основная часть фонда характеризуется низкой эффективностью (56,2 % скважин отобрали до 30 тыс. тонн нефти). От 100 тыс. тонн и выше отобрали только 8,8 % скважин Северо-Салымского месторождения.

По накопленным показателям большая часть скважин действующего фонда приходится на диапазоны в 50–100 тыс. тонн нефти (28,6 % скважин) и 150–200 тыс. тонн жидкости (45,7 % скважин). 19 % скважин отобрали более 100 тыс. тонн нефти. По 52,4 % скважин отбор нефти составил до 50 тыс. тонн нефти.

Распределение действующего фонда нагнетательных скважин рассмотрено по приёмистости и накопленной закачке (рис. 10). По приёмистости нагнетательные скважины в равной мере распределены в диапазонах 200–500 и 200–800 м³/сут. (по 33 %). По накопленной закачке 40 % скважин закачало в пласт воды в объёме 1000–2000 тыс. м³.

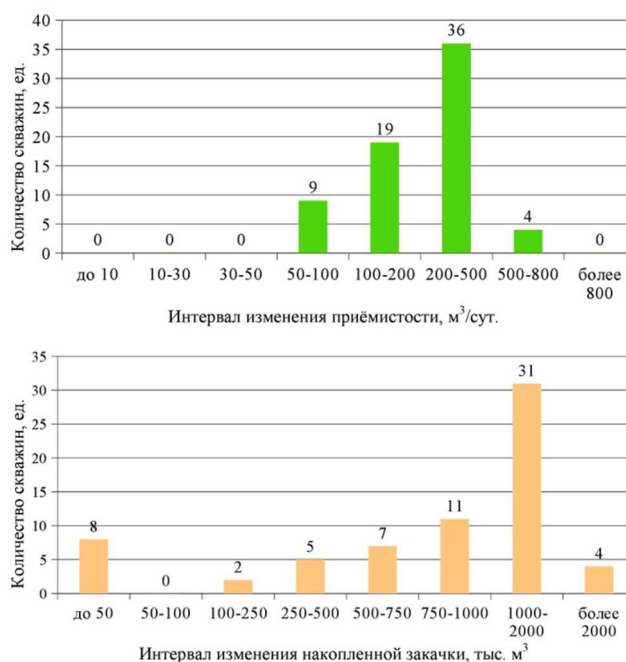


Рисунок 10 – Распределение действующего фонда нагнетательных скважин по основным показателям разработки

Распределение начального пластового давления по объектам разработки и средневзвешенного текущего пластового давления на 01.01.2016 г. приведено в таблице 6. По месторождению в целом текущая компенсация на 01.01.2016 г. составила 84,1 %, накопленная – 106,9 %.

Распределение действующих добывающих скважин по забойному давлению выявило наибольшую группу (35 % скважин) по данному показателю, относящуюся к диапазону 5-8 МПа. По месторождению в целом текущая компенсация на 01.01.2016 г. составила 84,1 %, накопленная – 106,9 %.

Таблица 6 – Распределение пластового давления на 01.01.2016 г.

Объект	Начальное пластовое давление, МПа	Средневзвешенное текущее пластовое давление, МПа	Изменение давления от начального	
			МПа	%
АС _{11/1}	223	230	7	3,1
БС ₆	232	233	1	0,4
БС ₇₋₈	237	235	2	0,8

На рисунке 11 представлен график распределения добывающих скважин в зависимости от давления.

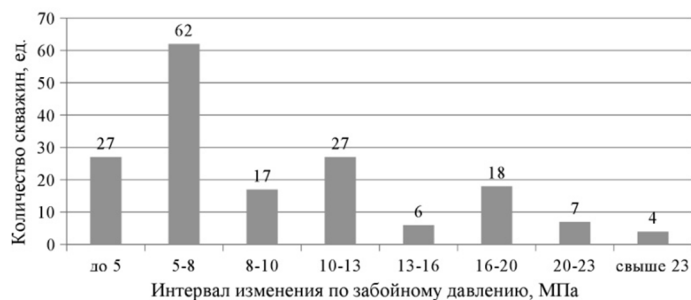


Рисунок 11 – Распределение действующего фонда добывающих скважин по забойному давлению

Проблемы, возникшие при разработке Северо-Салымского месторождения

На Северо-Салымском месторождении нефть сернистая (0,67), смолистая (7,7), парафинистая (2,76), в связи с этим возникают проблемы по извлечению её на поверхность.

Добыча нефти на данном месторождении осложнена выпадением асфальто-смоло-парафинистых отложений в оборудовании и системах сбора и транспортировки. Главной причиной их появления является возрастающая перенасыщенность раствора этими компонентами. В результате изменения температур это приводит к частичной кристаллизации и выпадению твёрдой фазы на стенках скважины и оборудования с последующим осаждением.

Приведённые проблемы требуют разработки новых, более эффективных методов их решения.

Литература

1. Булатов А.И. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 т. : учеб.пособие / А.И. Булатов, Г.В. Кусов, О.В. Савенок. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2011. – Т. 1–2.
2. Булатов А.И. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин»: в 4 т. : учеб.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 т. / 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. Варламов П.С. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С. Варламов [и др.]. – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
6. Регулярные процессы и оборудование в технологиях сбора, подготовки и переработки нефтяных и природных газов: учебное пособие / Е.П. Запорожец [и др.]. – Краснодар : ООО «Издательский Дом – Юг», 2012. – 620 с.
7. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.

8. Ладенко А.А., Савенок О.В. Геофизические исследования скважин на нефтегазовых месторождениях. – М. : Инфра-Инженерия, 2021. – 260 с.
9. Савенок О.В. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин / О.В. Савенок, Ю.Д. Качмар, Р.С. Яремийчук. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 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. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.]. – М. ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
12. Савенок О.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учеб.пособие. – Ухта : Издательство Ухтинского государственного технического университета, 2021.
13. Абдуллаев Р.А., Самойлов В.Р. Геологическое строение и нефтегазоносность баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на примере Салымского нефтяного месторождения // «GEONATURE 2018»: сборник научных трудов Международной научно-практической конференции при поддержке международных организаций EAGE, SEG, AAPG (18-21 апреля 2018 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2018. – С. 3–6.
14. Арутюнов Т.В., Поздняк А.Н., Савенок О.В. Перспективы разработки сланцевой нефти на примере пласта ЮС0 Салымского месторождения // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2014. – № 1. – С. 203–206.
15. Арутюнов А.А., Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Особенности разработки Салымского нефтяного месторождения (на примере пласта ЮС₀) // Фундаментальные и прикладные исследования в России: проблемы и перспективы развития: материалы II Всероссийской научно-практической конференции (19 января 2015 года, г. Ростов-на-Дону). – Рнд. : ООО «Приоритет», 2015. – С. 40–52.
16. Атанасова А.С. Измерение температурной зависимости вязкости нефти Салымского месторождения // Сборник научных статей «100-летие советского научного наследия: культурные традиции и современная практика». – Тюмень: ООО «Международный институт», 2017. – С. 254-257.
17. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 2. – С. 27–33.
18. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
19. Голубев В.Е. Оценка эффективности разработки пласта АС₁₁ Западно-Салымского месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2019. – Т. 15. – № 3 (80). – С. 23–24.
20. Григулецкий В.Г. Опытно-промышленные работы при цементировании обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения // Нефтегазовые технологии. – 2007. – № 11. – С. 2–14.
21. Григулецкий В.Г., Петреску В.И. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых скважин Песцовой площади Уренгойского месторождения (часть I) // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 1. – С. 40–50.
22. Жингель Ю.М., Леонтьев С.А. Опыт применения инновационных технологий на Салымском месторождении // Интернаука. – 2017. – № 6–1 (10). – С. 60–61.
23. Камкина А.Д. Геолого-геофизическая модель баженовской свиты на примере данных Салымского месторождения // Сборник научных материалов «Четырнадцатая уральская молодёжная научная школа по геофизике» (18–22 марта 2013 года, г. Пермь). – Пермь : Горный институт Уральского отделения Российской академии наук, 2013. – С. 144–147.
24. Никитин Б.А., Григулецкий В.Г. Стационарный приток нефти к одиночной горизонтальной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 10. – С. 10–12.
25. Поварова Л.В., Приходько М.Г., Савенок О.В. Факторы, обуславливающие экологическую опасность нефтедобычи // «Экологические проблемы нефтедобычи – 2014»: сборник трудов IV Международной научно-практической конференции с элементами научной школы для молодёжи (21–23 октября 2014 года, г. Уфа). – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – С. 28–32.
26. 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.
27. Соловьёва В.Н., Колбунов М.Г., Савенок О.В. Метод разработки нефтяных месторождений с взаимодействующими объектами // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 2 (февраль). – С. 62–69.
28. Трофимчук А.С., Абызбаев И.И. Оптимизация системы разработки Промежуточной залежи Северо-Салымского месторождения, пласта БС₇₋₈ // Сборник научных трудов «Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения». – Уфа : Издательство научнотехнической литературы «Монография», 2013. – С. 312–317.

29. Хамадиева А.Ф. Энергетическое состояние Салымского (Лемпинская площадь) месторождения по объекту АС₁₀ // Проблемы, перспективы и направления инновационного развития науки: сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции (24 ноября 2017 года, г. Омск). – Уфа: ООО «Агентство международных исследований», 2017. – С. 190–192.
30. Яковлева Т.Ю. Особенности гидрогеологического поля мезозойских отложений Салымского нефтяного месторождения // Академический журнал Западной Сибири. – 2012. – № 4. – С. 21.

References

1. Bulatov A.I. Asphalt-resin-paraffin deposits and hydrate formation: prevention and removal: in 2 volumes: textbook / A.I. Bulatov, G.V. Kusov, O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2011. – Vol. 1–2.
2. Bulatov A.I. Workshop on the discipline «Completion of oil and gas wells»: in 4 volumes: textbook / A.I. Bulatov, O.V. Savenok. – Krasnodar : LLC «Publishing House – South», 2013–2014. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes / A.I. Bulatov, O.V. Savenok – Krasnodar : Publishing House – South LLC, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells / A.I. Bulatov, O.V. Savenok, R.S. Yaremiychuk. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Varlamov P.S. Formation testing equipment for hydrodynamic studies of reservoirs of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.]. – Ufa : Ufa Polygraph Plant, 2004. – 620 p.
6. Regular processes and equipment in the technologies for collecting, preparing and processing oil and natural gases: a tutorial / E.P. Zaporozhets [et al.]. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012. – 620 p.
7. 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.
8. Ladenko A.A., Savenok O.V. Geophysical surveys of wells in oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2021. – 260 p.
9. 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.
10. Savenok O.V. Development of oil and gas fields / O.V. Savenok, A.A. Ladenko. – Krasnodar: Ed. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Savenok O.V. Ecological aspects in the construction of oil and gas wells: monograph / O.V. Savenok [et al.]. – M. ; Vologda : Infra-Engineering, 2021. – 652 p.
12. Savenok O.V. Designing the development of oil fields: textbook. – Ukhta : Ukhta State Technical University Publishing House, 2021.
13. Abdullaev R.A., Samoilov V.R. Geological structure and oil and gas content of the Bazhenov formation of the West Siberian oil and gas province on the example of the Salym oil field // «GEONATURE 2018»: a collection of scientific papers of the International Scientific and Practical Conference with the support of international organizations EAGE, SEG, AAPG (April 18–21, 2018, Moscow). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2018. – P. 3–6.
14. Arutyunov T.V., Pozdnyak A.N., Savenok O.V. Prospects for the development of shale oil on the example of the YUS0 reservoir of the Salymskoye field // Problems of development of deposits of hydrocarbon and ore minerals. – 2014. – № 1. – P. 203–206.
15. Arutyunov A.A., Arutyunov T.V., Savenok O.V. Features of the development of the Salym oil field (on the example of the YUS0 formation) // Fundamental and applied research in Russia: problems and development prospects: materials of the II All-Russian scientific and practical conference (January 19, 2015, Rostov-on-Don). – RnD. : LLC «Prioritet», 2015. – P. 40–52.
16. Atanasova A.S. Measurement of the temperature dependence of the viscosity of oil from the Salym field // Collection of scientific articles «100th anniversary of the Soviet scientific heritage: cultural traditions and modern practice». – Tyumen : LLC «International Institute», 2017. – P. 254–257.
17. Berezovsky D.A., Lavrentiev A.V., Savenok O.V. Prerequisites and tasks of rock modeling from the point of view of establishing the conditions for the onset of factors complicating mining // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2014. – № 2. – P. 27–33.
18. Technologies and principles of development of multilayer deposits / D.A. Berezovsky [et al.] // Nauka. Technics. Technologies (polytechnic bulletin). – 2017. – № 1. – P. 33–50.
19. Golubev V.E. Evaluation of the development efficiency of the AC₁₁ formation of the Zapadno-Salymskoye field // Academic journal of Western Siberia. – 2019. – Vol. 15. – № 3 (80). – P. 23–24.
20. Griguletsky V.G. Pilot work in cementing casing strings of gas wells of the Pestsovaya area of the Urengoy field // Oil and gas technologies. – 2007. – № 11. – P. 2–14.
21. Griguletsky V.G., Petrescu V.I. Improving the efficiency of cementing casing strings of gas wells in the Pestsovaya area of the Urengoy field (part I) // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2008. – № 1. – P. 40–50.

22. Zhingel Yu.M., Leontiev S.A. Experience in the application of innovative technologies at the Salym field // Internauka. – 2017. – № 6–1 (10). – P. 60–61.
23. Kamkina A.D. Geological and geophysical model of the Bazhenov formation on the example of data from the Salym field // Collection of scientific materials «Fourteenth Ural Youth Scientific School in Geophysics» (March 18–22, 2013, Perm). – Perm : Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2013. – P. 144–147.
24. Nikitin B.A., Griguletsky V.G. Stationary oil inflow to a single horizontal well in an anisotropic reservoir // Neftyanoe khozyaystvo. – 1992. – № 10. – P. 10–12.
25. Povarova L.V., Prikhodko M.G., Savenok O.V. Factors causing the environmental hazard of oil production // «Ecological problems of oil production – 2014»: a collection of proceedings of the IV International scientific and practical conference with elements of a scientific school for youth (October 21–23, 2014, Ufa). – Ufa : Ufa State Petroleum Technical University, 2014. – P. 28–32.
26. Savenok O.V. Oil recovery of the reservoir and ways to increase it / O.V. Savenok, L.G. Kusova // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming. – 2018. – № 03 (6). – P. 97–120.
27. Solovieva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territoriya NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.
28. Trofimchuk A.S., Abyzbaev I.I. Optimization of the development system of the Intermediate deposit of the Severo-Salymskoye field, reservoir BS7-8 // Collection of scientific papers «Oil and gas technologies and new materials. Problems and Solutions». – Ufa: Publishing house of scientific and technical literature «Monograph», 2013. – P. 312–317.
29. Khamadieva A.F. Energy state of the Salymskoye (Lempinskaya area) field for the AC₁₀ facility // Problems, prospects and directions of innovative development of science: a collection of articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference (November 24, 2017, Omsk). – Ufa : LLC «Agency for International Studies», 2017. – P. 190–192.
30. Yakovleva T.Yu. Features of the hydrogeological field of the Mesozoic deposits of the Salym oil field // Academic journal of Western Siberia. – 2012. – № 4. – P. 21.