

УДК 622.276

**АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ
СЕВЕРО-ЛАБАТЬЮГАНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**ANALYSIS OF THE CURRENT STATE AND PROSPECTS OF DEVELOPMENT
OF THE NORTH-LABATYUGANSKOY OIL FIELD**

Ананченко Максим Алексеевич

студент-магистрант,
направления подготовки нефтегазовое дело
института нефти, газа и энергетики,
Кубанский государственный технологический университет
ma_ananchenko01@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. В статье проведён анализ текущего состояния и намечены перспективы дальнейшей разработки Северо-Лабатьюганского нефтяного месторождения. Приведена характеристика геологического строения месторождения, рассмотрена история проектирования разработки месторождения.

Ключевые слова: геолого-структурная характеристика месторождения; литологическая характеристика месторождения; структура (тектоника) объекта; характеристика геологического строения месторождения; физико-химические свойства нефти и газа; история проектирования разработки месторождения; текущее состояние разработки месторождения.

Ananchenko Maxim Alekseevich

Masters' Student,
Department Oil and Gas Engineering,
Institute of Oil, Gas and Energy,
Kuban State Technological University
ma_ananchenko01@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 article analyzes the current state and outlines the prospects for further development of the North-Labatyuganskoye oil field. The characteristic of the geological structure of the field is given, the history of the design of the development of the field is considered.

Keywords: geological and structural characteristics of the deposit; lithological characteristics of the deposit; structure (tectonics) of the object; characteristics of the geological structure of the field; physical and chemical properties of oil and gas; field development design history; current state of field development.

Административное положение объекта работ

В административном отношении Северо-Лабатьюганское нефтяное месторождение (рис. 1) находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 273 км к северо-западу от г. Сургута.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Месторождение расположено в пределах трёх лицензионных участков: Северо-Лабатьюганский (лицензия ХМН 11293 НЭ от 05.09.2002 г., срок окончания действия лицензии 01.06.2047 г.), Овчихлорский (лицензия ХМН 12325 НЭ от 23.04.2004 г., срок окончания действия лицензии 01.03.2024 г.) и Южно-Чанатойский (лицензия ХМН 14906 НР от 27.04.2010 г., срок окончания действия лицензии 20.04.2035 г.), недропользователем которых является ПАО «Сургутнефтегаз».

Месторождение является объектом производственной деятельности НГДУ «Нижнесортымскнефть», имеющего развитую инфраструктуру: пункты подготовки нефти, систему сбора и предварительного обезвоживания продукции, систему напорных и межпромысловых нефтепроводов, газопроводов, газотурбинные электростанции, высокоразвитую транспортную сеть, систему электроснабжения, базы производственного обслуживания.

Геолого-структурная и литологическая характеристика месторождения

В основу стратиграфического расчленения района положены «Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины», принятые на пятом Тюменском межведомственном стратиграфическом совещании в 1990 году, утверждённые МСК СССР в январе 1991 года.

Исследуемая территория расположена в зоне сочленения Фроловской мегавпадины и Среднеобского геоблока. Стратиграфический разрез в пределах рассматриваемой территории характеризуется существенной глинизацией нижнемеловых отложений и соответствует стратиграфическому разрезу Ханты-Мансийск-Юганского нефтегазоносного района. По аналогии выделены Ахская, Черкашинская, Алымская, Викуловская и Ханты-Мансийская свиты.

Дююрское основание вскрыто скважинами № 552, 554 и 556п, расположенными вдоль западной границы Северо-Лабатьюганского ЛУ на Верхне-Ляминской площади, где вскрыты породы кристаллического фундамента на глубинах 3101,2 м (а.о. – 3017,9 м), 3074,0 м (а.о. – 2991,7 м) и 3160,4 м (а.о. – 3081,3 м) соответственно. Керн поднят из скважин № 552п и 556п, представлен тонкослоистой известковисто-глинистой метаморфизованной и магматической породой.

На выветрелых палеозойских образованиях, относящихся к консолидированному фундаменту, залегает осадочный чехол, общая мощность которого составляет в пределах месторождения 2990–3350 м.

Юрские отложения в пределах рассматриваемого участка на основании материалов поисково-разведочных скважин и площадных сейсморазведочных работ МОГТ представлены всеми тремя отделами. Они образуют крупный седиментационный ритм, состоящий из 2 крупных фациальных комплексов. Нижний комплекс охватывает отложения нижней и средней юры до нижнего келловея включительно и относится к заводоуковскому надгоризонту, а верхний комплекс складывается исключительно нормально-морскими отложениями верхней юры и относится к даниловскому надгоризонту.

В основании чехла залегают отложения заводоуковской серии (нижняя-средняя юра) мощностью около 450 м. В её составе выделяются горелая и тюменская свиты.

Горелая свита разделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита включает пласт ЮС₁₁ и тогурскую пачку над ним, верхняя подсвита – пласт ЮС₁₀ и радомскую пачку над ним. Пласты ЮС₁₀₋₁₁ сложены преимущественно песчаниками с прослоями гравелитов, алевролитов и коричневато-чёрных аргиллитов. Песчаники и гравелиты имеют полимиктовый состав, обычно очень крепкие, с низкими и очень низкими коллекторскими свойствами. Глинистые пачки представлены аргиллитами с коричневато-чёрными прослоями слабобитуминозными и сидеритизированными.

По данным сейсморазведочных работ отложения горелой свиты развиты в погружённых частях изучаемой площади, выклиниваясь по направлению к сводам ЛП. Мощность свиты не превышает 50 м.

Скважинами горелая свита не вскрыта.

Тюменская свита имеет мощность 210–270 м и характеризуется углисто-песчано-глинистым составом. В составе свиты залегают песчаные пласты ЮС₂₋₉, которые обладают линзовидным строением и низкими коллекторскими свойствами. Лишь пласты ЮС₂₋₃, залегающие в кровле свиты, имеют коллекторские свойства промышленных классов и относительно устойчивое площадное распространение. К верхней части тюменской свиты приурочен отражающий горизонт Тю₂. Более глубокие отражающие горизонты Тю₄₋₉ связаны с отложениями средней юры.

Накопление ниже-среднеюрских отложений происходило в условиях плоских приморских равнин, на которые в отдельные промежутки времени ингрессировало море (плинсбах, тоар, аален, байос). Следы морских трансгрессий фиксируются в разрезе устойчивыми глинистыми пачками: тогурской, радомской, баграсской. Пласты ЮС₂₋₃ связаны с инициально-трансгрессивными слоями глобальной келловейской трансгрессии, благодаря которой осадконакопление в келловее-поздней юре Западной Сибири происходило в глубоководных морских условиях. Эти отложения объединяются в абалакскую и баженовскую свиты.

Абалакская свита имеет мощность 20–35 м. Сложена тёмно-серыми и чёрными глинами с прожилками кальцита, включением глауконита и прослоями известково-сидеритовых стяжений в верхней части разреза, известковых алевролитов и обильными остатками морской фауны и микрофауны, позволяющими датировать возраст свиты келловеем-кимериджем.

Баженовская свита охватывает стратиграфический диапазон волжский ярус берриас. Свита имеет мощность 25–40 м и сложена чёрными и буроватыми битуминозными глинами с прослоями радиоляритов и глинистых известняков. Породы имеют тонко- и микрослоистое строение. Накопление битуминозных пелитовых осадков, слагающих баженовскую свиту, происходило в условиях морского глубоководья (200–500 м) при дефиците терригенного осадочного материала. Пачка является региональным репером. С отложениями баженовской свиты связан динамически хорошо выраженный отражающий горизонт Б.

Баженовская свита является нижним, наиболее трансгрессивным элементом позднеюрско-неокомского регионального седиментационного суперцикла трансгрессивно-регрессивного типа. Глубоководная ванна, сформировавшаяся в поздней юре, заполнялась неокомскими осадками от периферии к центру бассейна, чем и обусловлена наклонная мегаструктура неокомской осадочной толщи.

В неокоме, в пределах района работ, выделяется ахская и черкашинская свиты, включающие песчаные пласты и маркирующие трансгрессивные глинистые пачки, имеющие большое значение для сейсмогеологической корреляции разрезов.

Ахская свита (берриас-валанжин-готерив) имеет мощность 40–310 м и сложена преимущественно глинами с невыдержанными по простиранию песчаными пластами БС₁, БС₂₋₃, БС₄ и ачимовской толщи. Глины тёмно-серые и зеленовато-серые, от тонкоотмученных до алевролитистых и алевролитовых с остатками водорослей, слюдой, стяжениями пирита, редким и мелким углистым детритом, остатками раковин двухстворок, аммонитов. Песчаники средне-мелкозернистые, алевролитовые, светло-серые, содержат углистый детрит, слюду, слоистость – линзовидная, косая и горизонтальная.

Ачимовская толща включает пласты Ач₁₋₂, которые на исследуемой территории являются возрастным аналогом шельфовых пластов БС₂₋₃. Для отложений ачимовской толщи характерно обилие флюидалных и подводно-оползневых текстур, свидетельствующее о связи ачимовских песчаных тел с мутьевыми потоками и подводными оползнями. Песчаники ачимовской толщи содержат большое количество слюды, глиняные окатыши.

Согласно региональной стратиграфической схеме неокома Западной Сибири (1990 г.) возраст ахской свиты берриас-готерив.

В составе ахской свиты на изучаемой территории выделяется субрегиональный маркирующий горизонт – глинистая пимская пачка мощностью 10–25 м, залегающая в кровле свиты. Пачка является устойчивым репером при геологических и сейсмостратиграфических построениях. К ней приурочен отражающий горизонт Нбс₁.

Черкашинская свита (готерив-баррем) согласно залегает на ахской свите и является регрессивной частью пимского субрегионального седиментационного цикла. В составе свиты выделяются песчаные пласты АС₄–АС₁₂, разделённые глинистыми пачками мелководно-морского генезиса. Песчаные пласты имеют линзовидное строение. К западу от Ай-Пимского вала нижние пласты (АС₁₂, АС₁₁, АС_{11/0}, АС_{10н}, АС₁₀) имеют клиноформное строение. Мощность черкашинской свиты составляет 400–600 м.

Алымская свита аптского возраста трансгрессивно перекрывает черкашинскую свиту. Имеет преимущественно глинистый состав. Глины тёмно-серые, плотные, слюдистые, алевролитистые. В нижней части отмечаются прослои алевролитов серых, тёмно-серых, плотных, обычно линзовидно-слоистых. В кровле свиты выделяется глинистый кошайский МГ. С ним связан опорный отражающий горизонт М. Мощность алымской свиты 170–220 м.

На алымской свите согласно (регрессивно) залегает викуловская свита, имеющая преимущественно песчаный состав. Мощность свиты 250–300 м, в кровле её выделяется песчаный горизонт ВК₁. По палинологическим данным возраст викуловской свиты принят аптским.

Хантымансийская свита (альб) трансгрессивно перекрывает викуловскую и сложена глинами (нижняя подсвита), переслаиванием глин и песчаников (верхняя подсвита). Мощность свиты около 300 м – это нижняя трансгрессивная часть хантымансийско-уватского региоциклита.

Уватская свита (альб-сеноман) сложена преимущественно песчаниками субконтинентального генезиса. Мощность свиты 250–270 м. В кровле свиты залегает песчаный горизонт ПК₁.

Вышележащая глинисто-кремнистая толща верхнего мела-палеогена играет роль регионального флюидоупора. В её составе снизу вверх выделяются кузнецовская, березовская, ганькинская, талицкая, люлинворская, тавдинская свиты. Общая мощность толщи превышает 800 м. К основанию толщи приурочен опорный отражающий горизонт Г.

В свою очередь она перекрывается осадками континентального палеогена (некрасовская серия) и четвертичными отложениями мощностью 40–60 м.

Структура (тектоника) объекта

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты по степени изменённости слагающих пород и тектоническим особенностям выделяются три структурно-тектонических этажа. Нижний этаж отвечает геосинклинальному этапу развития фундамента плиты, заканчивающемуся в палеозое, и представлен дислоцированными осадочными и вулканогенными породами. По данным В.С. Суркова и О.Г. Жеро («Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты», 1981 г.) породы под мезо-кайнозойским чехлом являются составными частями всех основных групп формаций: геосинклинальной, срединных массивов, платформенной и рифтовой.

Изучаемая площадь расположена в пределах Уват-Хантымансийского срединного массива байкальского возраста консолидации, в зоне сочленения Ляминского выступа и наложенной впадины фундамента, ограниченной на востоке глубинным разломом субмеридионального простирания.

На промежуточном структурном комплексе залегает слабо дислоцированная мощная толща мезо-кайнозойских пород, накапливавшихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Согласно тектонической карты центральной части Западно-

Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана, исследуемая территория расположена в зоне сочленения двух крупных геоблоков: Фроловской мегавпадины и Среднеобского геоблока.

Северо-Лабатьюганское месторождение расположено в пределах северной половины Северо-Камынской седловины и северного окончания Ай-Пимского вала – структуры I порядка.

Эти структуры в свою очередь осложнены локальными поднятиями II и III порядка. В пределах Северо-Камынской седловины выделяются Новокамынское, Северо-Камынское, Хотыптинские-1,2 ЛП, Верхнехотыптинское, Северо-Хотыптинское, Западно-Хотыптинское, Маломытаяхинские – структуры III порядка.

Все основные структурные поднятия на изучаемой территории были заложены в доюрское время.

Характеристика геологического строения Северо-Лабатьюганского месторождения

Нефтеносными являются пласты черкашинской свиты готерив-барремского возраста – AC_{10}^1 , AC_{11} и юрские отложения баженовской (пласт $ЮC_0$) и тюменской (пласты $ЮC_1$, $ЮC_2^1$) свит.

Месторождение изучено по данным сейсморазведочных работ 2D и 3D (плотность сейсмических профилей 1,8 пог. км/км²) по результатам поисково-разведочного бурения (71 скважина) и эксплуатационного бурения (620 скважин).

В пласте AC_{10}^1 выделена одна залежь нефти в районе скважины № 4Р. По типу залежь – структурно-литологическая, размеры – 0,3×0,5 км. При испытании скважины № 4р дебит нефти составил 15,6 м³/сут. при динамическом уровне 1620 м.

С отбором керна пробурено 8 скважин. Всего по пласту проведено анализов по определению: открытой пористости – 113, проницаемости – 62.

Коэффициент вытеснения и фазовые проницаемости приняты по аналогии с горизонтом AC_{11} .

Геофизические исследования выполнены в 8 скважинах, гидродинамические – в одной.

Параметры нефти приняты по аналогии с горизонтом AC_{11} . Дегазированные нефти по технологической классификации характеризуются как лёгкие и сравнительно лёгкие, маловязкие и вязкие, малосмолистые и смолистые, парафинистые, сернистые.

В горизонте AC_{11} выделены 24 залежи нефти. Основная залежь № 1 расположена в верхней части горизонта (пласт AC_{11}^{01-02}). Залежь вскрыта 31 разведочной и 503 эксплуатационными скважинами. По типу залежь литологически ограниченная, размерами 8×62 км. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 33,3 м.

После утверждения запасов нефти ГКЗ Роснедра (2008 год) произошло объединение основных залежей горизонта AC_{11} Северо-Лабатьюганского и Логачёвского месторождений в единую залежь Северо-Лабатьюганского месторождения (рис. 2). Площадь нефтеносности залежи № 1 увеличилась на 12 % (с 195563 до 221075 тыс. м²).

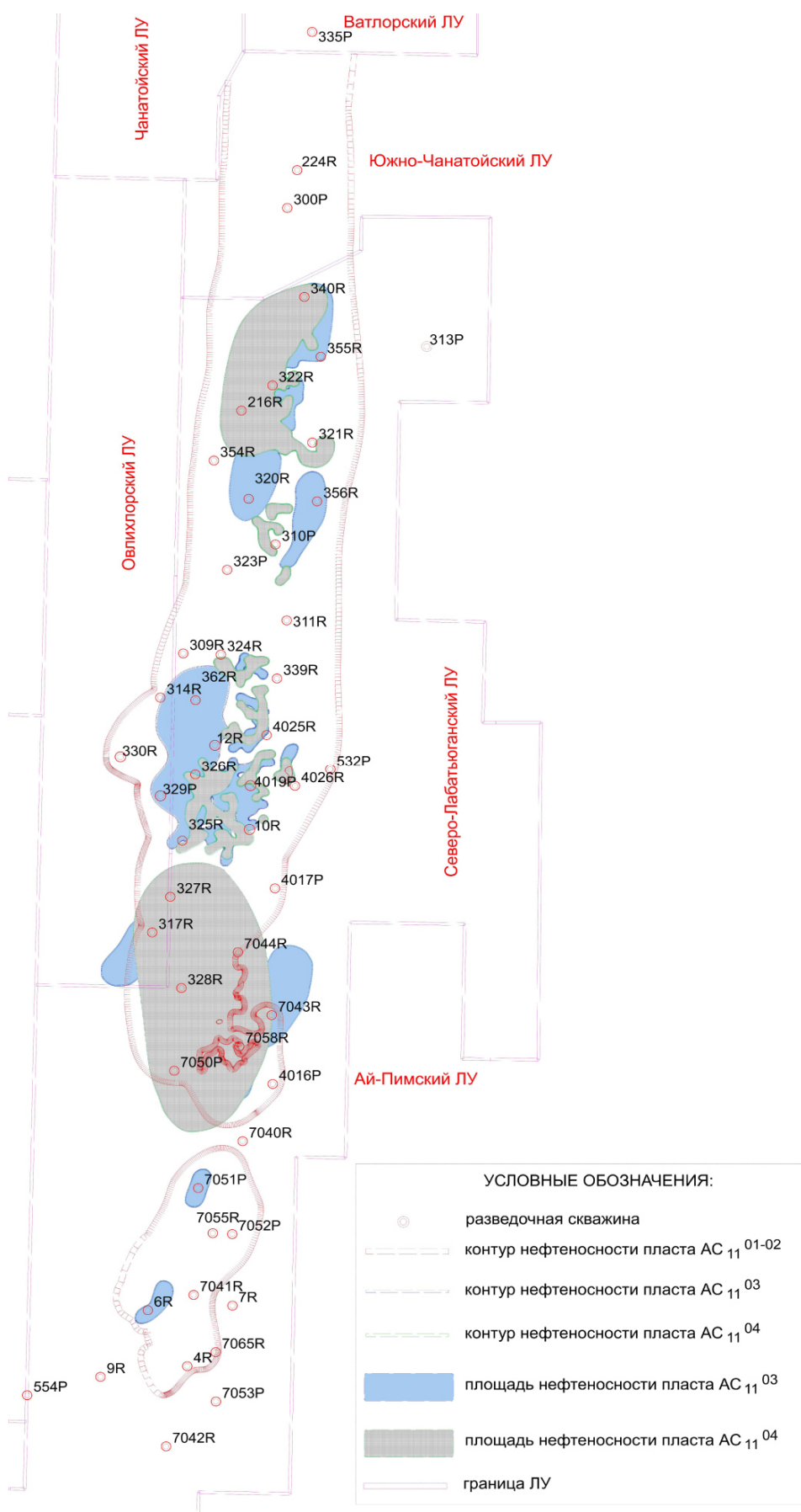


Рисунок 2 – Схема расположения контуров нефтеносности горизонта AC₁₁ Северо-Лабатьюганского месторождения

Остальные залежи месторождения средних и мелких размеров – от 0,5×0,5 до 27×4 км.

По площади продуктивные отложения горизонта развиты неравномерно, представлены отдельными песчано-алевролитовыми телами (ПАТ), состоящими из отдельных линз коллектора. С большой долей условности ПАТ объединены в 3 пласта – AC_{11}^{01-02} (рис. 3 и 4), AC_{11}^{03} (рис. 5) и AC_{11}^{04} (рис. 6).

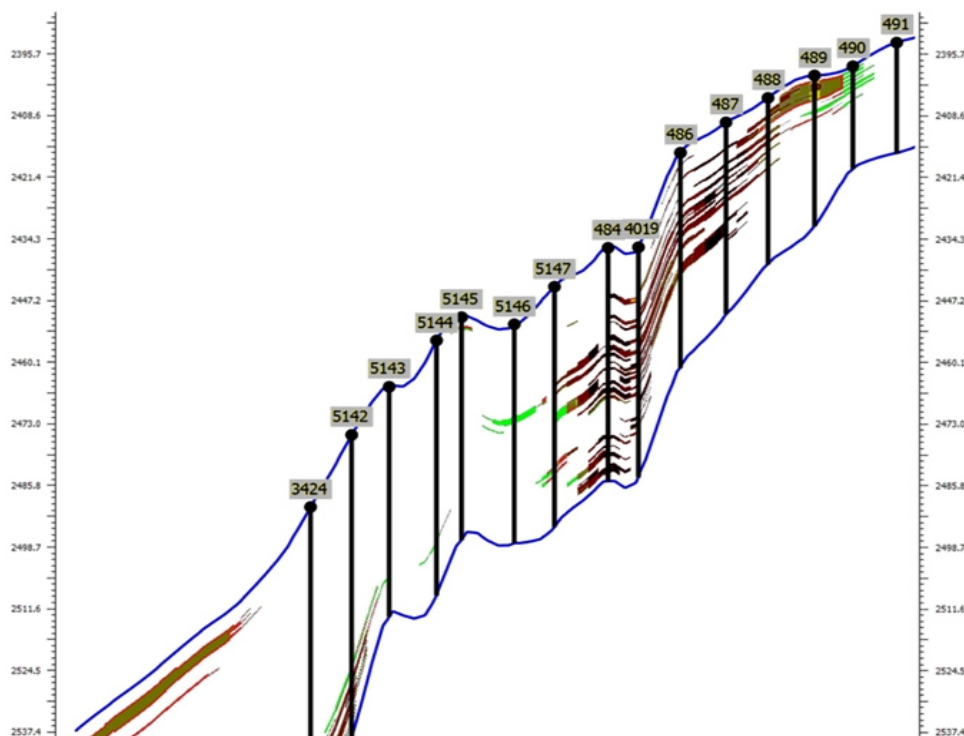


Рисунок 3 – Разрез геологической модели продуктивного пласта AC_{11}^{01}

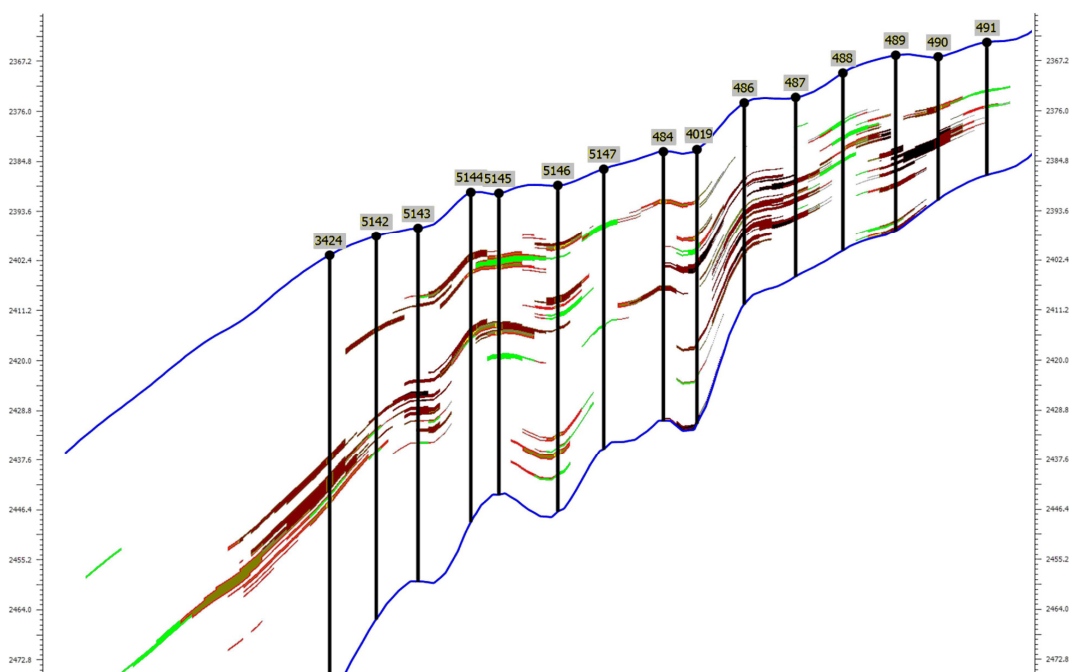


Рисунок 4 – Разрез геологической модели продуктивного пласта AC_{11}^{02}

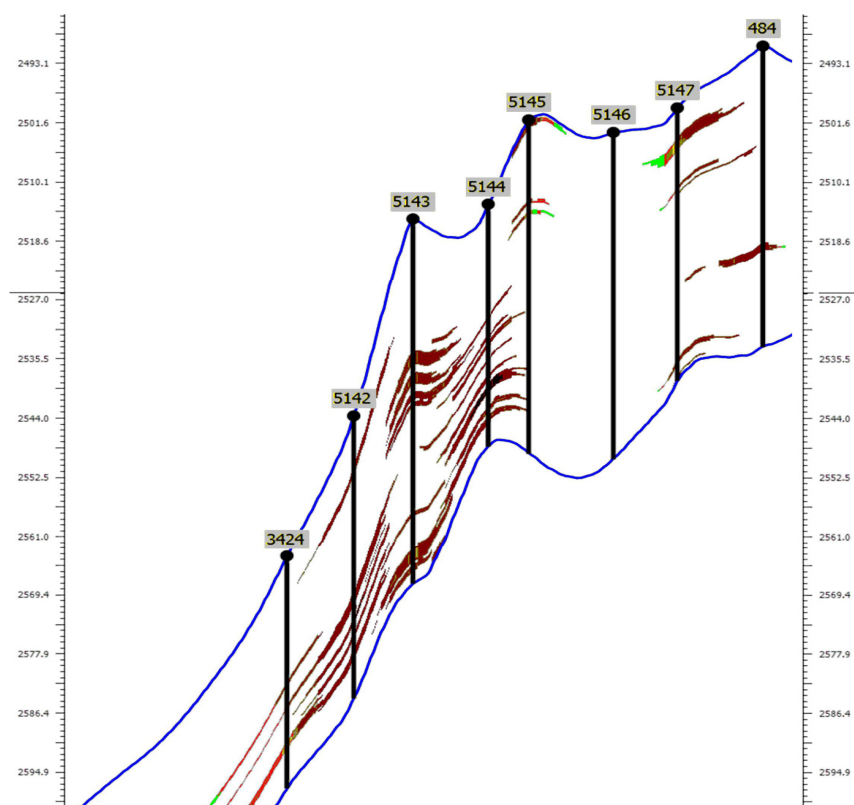


Рисунок 5 – Разрез геологической модели продуктивного пласта AC_{11}^{03}

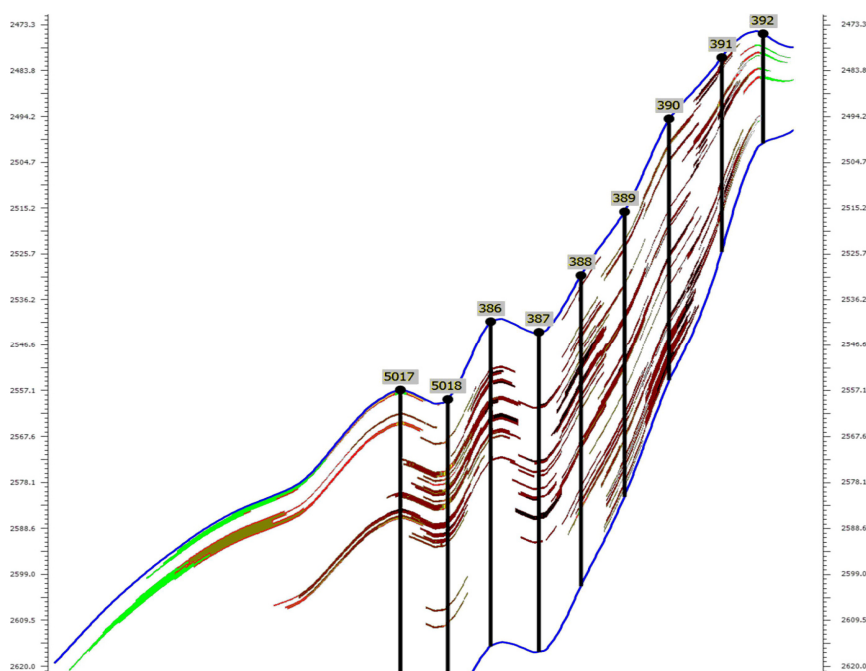


Рисунок 6 – Разрез геологической модели продуктивного пласта AC_{11}^{04}

Коллектора горизонта AC крайне неоднородны по проницаемости. Хорошо – и среднепроницаемые (более 10 мД) интервалы хаотично распространены по всему разрезу горизонта AC и содержат всего 19 % геологических запасов нефти. Проницаемость остальных продуктивных пропластков менее 10 мД.

С отбором керна пробурено 39 скважин. Всего по пласту проведено анализов по определению: открытой пористости – 2228, проницаемости – 944.

Для расчёта коэффициента вытеснения на керне выполнено 48 определений, для расчёта относительных фазовых проницаемостей – 7 лабораторных опытов. Геофизические исследования выполнены в 667 скважинах, гидродинамические – в 90 скважинах.

Параметры нефти изучены на образцах 69 глубинных проб из 31 скважины и 29 поверхностных проб из 9 скважин. Дегазированные нефти по технологической классификации характеризуются как лёгкие и сравнительно лёгкие, маловязкие и вязкие, малосмолистые и смолистые, парафинистые, сернистые.

В пласте ЮС0 промышленная нефтеносность установлена в двух скважинах: № 6п, расположенной на севере месторождения, и № 300, расположенной на юго-востоке (рис. 7).

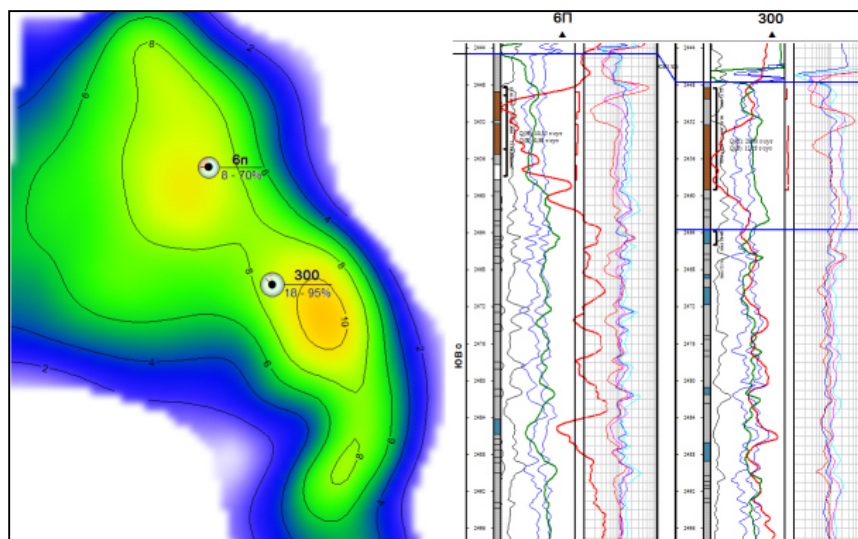


Рисунок 7 – Карта нефтенасыщенных толщин и геологический профиль пласта ЮС0

На современной стадии изученности баженовской свиты не установлены закономерности развития коллекторов в разрезе, зоны нефтеносности в пласте ЮС0 закартированы вокруг скважин с максимальными дебитами.

Залежи пласта ЮС0 ограничены радиусом 1 км вокруг скважины № 6п, где в процессе бурения с помощью пластоиспытателя КИИ-146 получен приток нефти дебитом 6 м³/сут., и вокруг скважины № 300, где получен приток нефти с дебитом 7,7 м³/сут. при депрессии на пласт 11 МПа.

История эксплуатации скважины № 300 показана на рисунке 8.

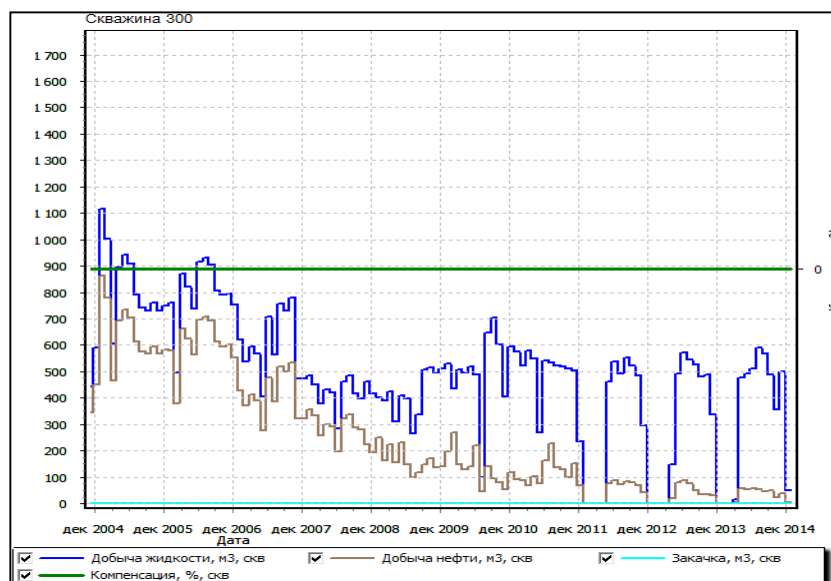


Рисунок 8 – История эксплуатации скважины № 300

С отбором керна пробурено 5 скважин. Всего по пласту проведено 20 анализов по определению открытой пористости.

Коэффициенты вытеснения и относительные фазовые проницаемости для баженских отложений не определяются из-за гидрофобного состояния пород и отсутствия проницаемости по воде (высокие капиллярные силы – более 50 МПа).

Геофизические исследования выполнены в 32 скважинах, гидродинамические – в 22 скважинах.

Параметры нефти изучены на образцах 5 поверхностных проб из четырёх скважин. Параметры дегазированной нефти приняты по аналогии с Ай-Пимским месторождением: нефть сравнительно лёгкая, маловязкая и вязкая, малосмолистая, парафинистая, сернистая.

В пласте ЮС₁ выделена одна залежь нефти. Залежь включена в состав Северо-Лабатьюганского месторождения по решению Роснедр в 2010 году (ранее относилась к Логачёвскому месторождению). По типу залежь пластово-сводовая, вскрыта одной скважиной № 224. Размеры залежи 2,5×8 км, высота – около 10 м. Керн из пласта не отбирался.

Коэффициент вытеснения и фазовые проницаемости приняты по аналогии с юрскими пластами месторождений Сургутского свода.

Геофизические исследования выполнены в одной скважине, гидродинамические – не проводились.

Параметры нефти приняты по аналогии с пластом ЮС₂₁. Дегазированные нефти по технологической классификации характеризуются как лёгкие и сравнительно лёгкие, средней вязкости, малосмолистые и смолистые, парафинистые, сернистые.

В пласте ЮС₂₋₁ выделено 5 залежей нефти. Залежи вскрыты 13 разведочными и 2 эксплуатационными скважинами. После утверждения Роснедр запасов нефти (2010 год) к пласту ЮВ₂₋₁ Северо-Лабатьюганского месторождения отнесена залежь ЮС₂ Логачёвского месторождения.

По типу все залежи – структурно-литологические и пластово-сводовые, размеры залежей – от 5×6 км до 7×12,5 км, высота от 14,4 до 77,6 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 8,8 м.

С отбором керна пробурено 10 скважин. Всего по пласту проведено анализов по определению: открытой пористости – 156, проницаемости – 68.

Лабораторные опыты по определению коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей на собственных образцах керна не проводились. Для характеристики пласта использованы результаты исследований юрских пластов месторождений Сургутского свода.

Геофизические исследования выполнены в 23 скважинах, гидродинамические параметры нефти изучены на образцах 5 поверхностных проб из четырёх скважин. Дегазированные нефти по технологической классификации характеризуются как лёгкие и сравнительно лёгкие, средней вязкости, малосмолистые и смолистые, парафинистые, сернистые.

Все проведённые на Северо-Лабатьюганском месторождении исследования показывают, что пласт АС₁₀¹ и горизонт АС₁₁ характеризуются нетипично низкими (для данного района) значениями ФЕС. Ухудшение коллекторских свойств в северо-западной части Сургутского свода обусловлено отличными от центральной части условиями формирования пластов. Крайне низкие ФЕС юрских пластов типичны для данного района. Для проектирования параметры пластов приняты по ГИС.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице 1.

Физико-химические свойства нефти и газа

Нефти залежей пластов АС можно охарактеризовать как лёгкие, маловязкие, сернистые и смолистые. Основные параметры пластовой нефти могут варьировать в значительных пределах. Например, на Ай-Пимском валу по направлению от центра

к периферии залежи пласта АС₁₁ происходит изменение давления насыщения от 9,4 до 8,2 МПа. На Черкашинской свите нефть в пластовых условиях имеет меньшую плотность (792 кг/м³) и вязкость (2,02 мПа · с). В компонентных составах нефтяного газа, выделившегося при однократном разгазировании в стандартных условиях преобладает метан (29,21 %), присутствует азот до 6,06 %.

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Северо-Лабатьюганского месторождения

Параметры	АС ₁₀ ¹	АС ₁₁ ⁰¹⁻⁰²	АС ₁₁ ⁰³	АС ₁₁ ⁰⁴	ЮС ₀	ЮС ₁	ЮС ₂ ¹
Средняя глубина залегания (абс. отм), м	2320	2419	2514	2586	2872	3001	3008
Тип залежи	структурно-литологический			литологически-экранированный			
Тип коллектора	поровый		каверно-трещинно-поровый		поровый		
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	102	515812	103367	132383	6280	20123	235138
Средняя общая толщина, м	17,8	81,2	39,1	48	26,4	13	16
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	1,3	7,2	2,4	4,7	7	1,95	2,8
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	–	–	–	–	–	–	1,6
Коэффициент пористости, доли ед.	0,2	0,17	0,17	0,18	0,08	0,1	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,65	0,53	0,53	0,58	0,85	0,9	0,61
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,65	–	–	–	–	–	0,61
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,65	0,53	0,53	0,58	0,85	0,9	0,61
Проницаемость, 10 ⁻⁹ мкм ²	5	16	34	40	–	1	1
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,07	0,09	0,06	0,1	0,27	0,15	0,18
Расчленённость, ед.	4	11,6	3,9	6,5	–	3	3
Начальная пластовая температура, °С	77	85	85	85	95	103	103
Начальное пластовое давление, МПа	23,3	24,6	25,3	26,1	34	30	30
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа · с	1,52	1,52	1,52	1,52	1,98	0,42	1,12-2,19
Плотность нефти в пластовых условиях, тонн/м ³	0,766	0,766	0,766	0,766	0,779	0,671	0,753-0,813
Плотность нефти в поверхностных условиях, мПа · с	0,854	0,854	0,854	0,854	0,854-0,861	0,802	0,853-0,871
Абсолютная отметка ВНК, м	2321,5						2943,3-3038,2
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1,22	1,22	1,22	1,22	1,176	1,429	1,114-1,214

Таблица 2 – Характеристика нефти продуктивных пластов

Показатели	Объект						
	АС ₁₀ ¹	АС ₁₁ ⁰¹⁻⁰²	АС ₁₁ ⁰³	АС ₁₁ ⁰⁴	ЮС ₀	ЮС ₁	ЮС ₂ ¹
Плотность при 20 °С, кг/м ³	849	850	856	856	904	904	886
Вязкость нефти в поверхностных условиях, МПа · с	10,0	17,0	10,0	10,6	85,0	20,0	20,0
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с	3,0	–	2,3	2,3	–	14,2	14,2
Газовый фактор, м ³ /т	55	–	64	62	–	21	21,5
Давление насыщения, МПа	8,8	–	8,4-9,6	8,4-9,6	5,2	5,5	5,6
Содержание, %							
серы	1,5	1,1	1,5	1,5	3,7	2,8	2,8
смола	6,6	13,9	8,1	9,5	13,6	17,2	12,4
асфальтенов	3,2	2,6	4,1	2,5	4,5	5,1	5,1
парафинов	3,2	5,4	5,0	5,0	2,9	4,1	3,4

Нефть баженовской толщи также имеет различные параметры. Так, давление насыщения нефти газом изменяется от 2,5 до 6,85 МПа. В компонентных составах нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти выделены углеводородные соединения от метана до гексана. Сероводород присутствует в количестве 0,8-1,4 %. Газосодержание меняется от 13,3 до 27,3 м³/т и в среднем составляет 22,0 м³/т. В целом нефть терригенной толщи нижнего карбона высоковязкая, тяжёлая, смолистая и парафинистая.

Свойства и характеристика поверхностной нефти и газа приведены в таблице 2 и 3.

Таблица 3 – Характеристика попутного газа продукции скважин

Показатели	Пласт		
	АС10	АС11	ЮС
Относительная плотность	–	1,052	1,191
Молекулярный вес	28,9	29,9	35,7
Содержание в газе, %			
углекислоты	–	–	5,1
сероводорода	–	–	0,7
азота	0,7	12,3	20,7
метана	44,3	40,4	23,6

Пластовые воды пластов АС представляют собой хлоркальциевые рассолы. Общая минерализация их составляет 275 г/л, а плотность достигает 1190 кг/м³. Газосодержание в водах составляет 2,73 м³/т. В составе воды терригенной толщи нижнего карбона преобладают ионы хлора и натрия. Содержание ионов хлора и натрия соответственно равно 4,49 и 3,3 млн молей/м³, общая минерализация достигает 8,68 млн молей/м³.

Данные исследований показали, что состав газа горизонтов АС₁₀ и АС₁₁ практически одинаковый. Газ пласта ЮВ0 отличается меньшим содержанием азота и пропана и большим содержанием метана и этана.

Характерным для девонских попутных газов является:

- отсутствие сероводорода;
- относительная плотность выше единицы (1,0521);
- содержание азота 13,3 % по объёму;
- относятся к жирным газам.

Относительная плотность газа, растворённого в нефти терригенного карбона, составляет 0,980; плотность газа – 1,0529.

Содержание гелия в продукции скважин составляет 0,051–0,055 % по объёму, аргона – до 0,041 %.

История проектирования разработки месторождения

На разработку Северо-Лабатьюганского месторождения составлено 3 проектных технологических документа.

В 2003 году составлен первый проектный документ – «Технологическая схема ОПР Северо-Лабатьюганского месторождения» (протокол ТО ЦКР по ХМАО от 08.04.2003 г. № 395).

В 2005 году выполнен «Анализ разработки Северо-Лабатьюганского месторождения» (протокол ТО ЦКР по ХМАО от 29.08.2005 г. № 695), в котором программа опытно-промышленных работ и проектные показатели были уточнены в связи с включением в Северо-Лабатьюганское месторождение ранее самостоятельных Западно-Ай-Пимского и Северо-Ай-Пимского месторождений.

В 2006 и 2007 гг. выполнены «Авторские надзоры за разработкой Северо-Лабатьюганского месторождения» (протоколы ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 24.10.2006 г. № 829 и от 27.09.2007 г. № 947).

В 2008 году ТО «СургутНИПИнефть» составлена «Технологическая схема разработки Северо-Лабатьюганского месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 25.11.2008 г. № 1098). Основные положения:

- По пласту AC_{10}^1 – разработка залежи одной скважиной № 4р.
- По горизонту AC_{11} – разбуривание единой сеткой скважин, расположенных по девятиточечной системе с плотностью сетки 16 га/скв. с проведением индивидуальных гидроразрывов пластов AC_{11}^{01-02} , AC_{11}^{03} и AC_{11}^{04} на стадии строительства скважин, постепенный (по мере изучения геологического строения) переход от девятиточечной к очагово-избирательной системе.
- По пласту $ЮC_0$ – опытно-промышленная разработка залежи 5 горизонтальными добывающими скважинами на естественном режиме. Плотность сетки – 50 га/скв.
- По пласту $ЮC_2^1$ – опытно-промышленная разработка с размещением скважин по пятиточечной системе с плотностью сетки 16 га/скв.
- Проведение ГРП на стадии строительства скважин.
- Проектные уровни (запасы категорий BC_1):
 - добычи нефти – 3351 тыс. тонн/год;
 - добычи жидкости – 9146 тыс. тонн/год;
 - отбора растворённого (попутного) газа – 292 м³/год;
 - закачки воды – 10977 тыс. м³/год.
- Фонд скважин всего – 1770 (рис. 9), в том числе:
 - добывающих – 946;
 - нагнетательных 792;
 - наблюдательных – 9;
 - водозаборных – 23.
- Скважин с боковыми стволами – 91.
- Фонд скважин для бурения всего – 1538, в том числе:
 - добывающих – 797;
 - нагнетательных – 738;
 - наблюдательных – 3.
- Фонд скважин для зарезки боковых стволов при КРС – 89.

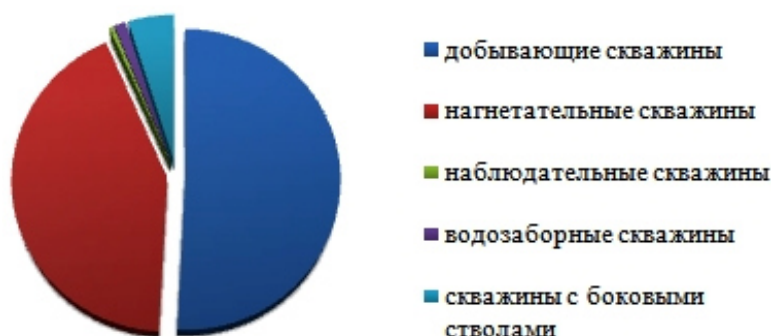


Рисунок 9 – Фонд скважин Северо-Лабатьюганского месторождения

Состояние разработки Северо-Лабатьюганского месторождения

Северо-Лабатьюганское месторождение открыто в 2000 году, введено в опытно-промышленную разработку в 2004 году. Промышленная разработка месторождения ведётся с 2009 года. В разработке находятся два эксплуатационных объекта: АС₁₀¹ и АС₁₁.

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении отобрано 6519,7 тыс. тонн нефти, в том числе: из горизонта АС₁₁ 6519,4 тыс. тонн, из пласта АС₁₀¹ – 0,3 тыс. тонн. Текущий КИН составил 0,026 (от запасов разрабатываемых пластов по категориям ВС₁ – 248246 тыс. тонн) при обводнённости продукции 30,1 %. Накопленная добыча жидкости – 8534,3 тыс. тонн, накопленная закачка воды – 10830,7 тыс. м³, накопленная компенсация – 95,6 %, текущая компенсация – 100 %. В 2004–2008 гг. добыча нефти на месторождении соответствовала проектной величине (рис. 10). При этом темпы освоения месторождения выше проектных. В 2016 году объём бурения достиг 537 тыс. м/г при проектном – 476 тыс. м/г. В эксплуатацию введено 166 добывающих скважин (проект – 135).

По состоянию на 01.01.2019 г. на месторождении пробурено 605 скважин, в том числе: добывающих – 425, нагнетательных – 148, водозаборных – 23, наблюдательных – 9. Коэффициенты использования фонда скважин: добывающих – 0,93, нагнетательных – 0,93. Коэффициенты эксплуатации действующего фонда скважин: добывающих – 0,98, нагнетательных – 0,98.

Утверждённый проектный фонд (1770 скважин) реализован на 34 %.

Объект АС₁₀ разрабатывается одной скважиной № 4Р совместно с горизонтом АС₁₁. Из пласта отобрано 0,26 тыс. тонн нефти. В 2018 году скважиной отобрано 0,018 тыс. тонн, дебит скважины по нефти – 0,1 тонн/сут., по жидкости 3,6 тонн/сут., обводнённость – 98,6 %. В 2021 году планируется выполнить ремонтные работы по изоляции горизонта АС₁₁.



Рисунок 10 – Сравнение проектных и фактических показателей разработки Северо-Лабатьюганского нефтяного месторождения

На объекте АС₁₁ реализуется утверждённая девятиточечная система разработки. Накопленная добыча нефти составляет 6519,4 тыс. тонн, отборов НИЗ 8,9 % при текущей обводнённости 30,1 %, текущий КИН – 0,027.

В 2018 году добыча нефти по объекту поставила 3119,1 тыс. тонн, добыча жидкости – 4459,2 тыс. тонн, закачка воды – 5793,4 тыс. м³. На объекте пробурено 576 скважин, в том числе: добывающих – 420, нагнетательных – 147, наблюдательных – 9. Добывающие скважины эксплуатировались со средним дебитом нефти 27 тонн/сут., жидкости – 38,6 тонн/сут. Забойные давления в скважинах в среднем равны 14,1 МПа.

Во всех добывающих скважинах проводится ГРП, что позволяет увеличить производительность скважин в среднем в 2 раза.

Запроектированная площадная девятиточечная система разработки до конца не сформирована, для поддержания пластового давления в пласт закачано 8300,7 тыс. м³ воды, в том числе в 2018 году – 5793,4 тыс. м³, накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 95,6 %, текущая – 100 %.

При начальном пластовом давлении 24,8 МПа текущее пластовое давление составляет 24,3 МПа. Максимальное снижение давления до 19,3 МПа отмечается на участках с пока несформированной системой ППД. Максимальное пластовое давление, зафиксированное в нагнетательных скважинах, – 33 МПа. Нагнетательные скважины работают со средней приёмистостью 208,2 м³/сут.

Проводимые на месторождении опытные работы по оценке влияния закачки воды на продуктивность объекта показали, что в процессе формирования системы дебит нефти увеличивается в 1,5 раза. Увеличение закачиваемых объёмов воды привело к увеличению дебитов нефти в 79 % скважин, к уменьшению дебитов нефти за счёт роста обводнённости в 21 % скважин. Вероятность получения отрицательного эффекта от увеличения приёмистости нагнетательных скважин выше на более неоднородных участках.

Разобобщение горизонта на более мелкие объекты на начальной стадии разработки признано преждевременным в связи с существенными потерями в текущей добыче нефти и снижением эффективности ГРП на нижних пластах при заводнённых верхних.

Проведём анализ эффективности бурения боковых горизонтальных стволов. На объекте выполнены опытные работы по зарезке трёх горизонтальных боковых стволов (2 – в 2017 году, 1 – в 2018 году), на основании которых сделан вывод о том, что данное мероприятие эффективно для выработки запасов из пропластков повышенной проницаемости, для выработки запасов из низкопроницаемых пропластков следует применять в боковых стволах ГРП.

Исследования по контролю за выработкой запасов нефти объекта АС₁₁ промыслово-геофизическими методами проведено в 74 добывающих, 94 нагнетательных и 9 наблюдательных скважинах.

Перфорацией вскрыто 95 % эффективной нефтенасыщенной толщины, вовлечено в разработку – 67 %. Не вовлечёнными остаются наименее проницаемые интервалы.

Обводнённость продукции скважин связана с выносом технической воды, поступившей в пласт при гидроразрыве пласта и прохождением фронта закачиваемой воды (отмечается в 25 исследованных добывающих скважинах).

В 2018 году выполнены исследования по закачке индикаторной жидкости. Участок проведения трассерных исследований включает нагнетательную скважину № 488 и 7 добывающих скважин, на основании которых установлено направление каналов низкого фильтрационного сопротивления и трещин, образовавшихся при ГРП, по которым наблюдаются прорывы пластовых и закачиваемых вод.

На месторождении пробурено 9 наблюдательных скважин, в которых ежегодно проводятся исследования по определению текущей нефтенасыщенности объекта методом С/О каротажа. По результатам данных исследований определяются текущие коэффициенты вытеснения нефти по скважинам.

Программа ГТМ выполняется. За период 2004–2018 гг. на месторождении проведено 612 скважино-операций по воздействию на пласты (было запланировано – 678), в том числе:

- ГРП в 531 скважине (было запланировано 527);
- 57 ОПЗ физико-химическими методами (солянокислотные и глинокислотные ОПЗ, комбинированное химико-депресссионное воздействие и др.) при плане – 95 скважино-операций;
- 4 перфорационных воздействия (было запланировано 16);
- 3 ремонтно-изоляционных мероприятия (было запланировано 17);
- 15 закачек потокоотклоняющих и нефтеотмывающих составов (было запланировано 14);
- 2 гидродинамических воздействия (было запланировано 9);
- проведена зарезка трёх боковых стволов (не планировалось).

Литература

1. Дополнение к проекту разработки Северо-Лабатьюганского месторождения. – М. : ОАО ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова, 2009.
2. Технологическая схема разработки Северо-Лабатьюганского месторождения. – М. : ОАО ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова, 2009.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин: в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
4. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
5. Пластоиспытательное оборудование для гидродинамических исследований пластов нефтяных и газовых скважин / П.С Варламов [и др.] – Уфа : Уфимский полиграфкомбинат, 2004. – 620 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Ладенко А.А., Савенок О.В. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений. – М. : Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с.
8. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие / В.В. Попов. [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2017. – 326 с.
9. Геоинформатика нефтегазовых скважин / В.В. Попов. [и др.] – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019. – 275 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Экологические аспекты при строительстве нефтяных и газовых скважин: монография / О.В. Савенок [и др.] – Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 652 с.
13. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений / Д.А. Березовский [и др.] // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 1. – С. 33–50.
14. Березовский Д.А., Савенок О.В., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.
15. Бузанов И.В. Анализ методов интенсификации на Северо-Лабатьюганском месторождении // Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвящённого 75-летию Победы в Великой Отечественной войне «Проблемы геологии и освоения недр» (06–10 апреля 2020 года, г. Томск). – Томск : Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 169–170.
16. Григулецкий В.Г. Основные допущения и точность формул для расчёта дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 12. – С. 5–6.
17. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российской нефтегазовой отрасли // Технологии топливно-энергетического комплекса. – 2007. – № 2. – С. 35–40.
18. Григулецкий В.Г. Обводнение месторождений – коренной вопрос современности российского нефтегазового дела // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – № 5. – С. 19–28.
19. Кичкимбаев Р.М., Платонов В.Э. Характеристика состояния разработки Северо-Лабатьюганского месторождения // Сборник статей по итогам Международной научно-практической конференции «Наука и инновации в современных условиях» (18 октября 2018 года, г. Казань) / в 2 частях. – Стерлитамак : АМИ, 2018. – № 2. – С. 27–29.

20. Кошина А.Р., Корогод О.А. Интенсификация добычи нефти с применением технологии многостадийного гидроразрыва пласта на Северо-Лабатьюганском месторождении // *Материалы III Международной научно-практической конференции «Актуальные проблемы научного знания. Новые технологии ТЭК»* (17-18 мая 2019 года, г. Сургут). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 52–55.
21. Минханов И.Ф. Анализ технологий интенсификаций добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов на Северо-Лабатьюганском нефтяном месторождении // *Материалы Международной научно-практической конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону»* (16-20 мая 2016 года, г. Тюмень). – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 174–177.
22. Минханов И.Ф., Мамчистова Е.И., Хайруллин А.А. Оценка эффективности гидropескоструйной перфорации и последующей кислотной обработки на Северо-Лабатьюганском месторождении // *Успехи современного естествознания*. – 2017. – № 10. – С. 90–95.
23. Орловский С.Л. Анализ эффективности проведённых ГРП на Северо-Лабатьюганском месторождении // *Сборник научных трудов «Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения»*. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2018. – С. 205–209.
24. Орловский С.Л. Анализ методов интенсификации добычи и методов увеличения нефтеотдачи на Северо-Лабатьюганском месторождении // *Сборник научных трудов «Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения»*. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2018. – С. 210–213.
25. Оптимизация нагнетательного фонда скважин месторождения на поздней стадии разработки по результатам анализа трассерных исследований (на примере месторождения Дыш) / О.В. Савенок [и др.] // *Инженер-нефтяник*. – 2018. – № 4 (45). – С. 59–65.
26. Савенок О.В., Кусова Л.Г. Нефтеотдача пласта и пути её увеличения // *Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования*, 2018. – № 03 (6). – С. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
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.

References

1. Addendum to the development project of Severo-Labatyuganskoye field. – M. : Krylov VNIIneft. A.P. Krylov, 2009.
2. Technological development scheme of Severo-Labatyuganskoye field. – M. : Krylov VNIIneft. A.P. Krylov, 2009.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repair of oil and gas wells: in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiichuk R.S. Scientific basis and practice of oil and gas wells development. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
5. Plast-testing equipment for hydrodynamic research of oil and gas wells / P.S. Varlamov [et al.] – Ufa : Ufa Printing Works, 2004. – 620 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research during construction and operation of wells in oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
7. Ladenko A.A., Savenok O.V. Theoretical bases of development of oil and gas fields. – M. : Infra-Engineering, 2020. – 244 p.
8. Geophysical research and work in wells: a training manual / V.V. Popov. Popov. [et al.] – Novochockassk : Publishing house «Lik», 2017. – 326 p.
9. Geoinformatics of oil and gas wells / V.V. Popov. [et al.] – Novochockassk : Publishing house «Lik», 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Izd. FGBOU VO «KubGTU», 2019. – 275 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Y.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in well development. – M. : Infra-engineering, 2019. – 548 p.
12. Environmental aspects in the construction of oil and gas wells: a monograph / O.V. Savenok [et al.] – M. ; Vologda : Infra Engineering, 2021. – 652 p.
13. Technologies and principles of development of multilayer fields / D.A. Berezovsky [et al.] // *Nauka. Technique. Tekhnologii (Polytechnicheskiiy Vestnik)*. – 2017. – № 1. – P. 33–50.
14. Berezovsky D.A., Savenok O.V., Kusov G.V. Regularities and changes in the properties of oil and gas in reservoirs and fields // *Bulatov Readings*. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.

15. Buzanov I.V. Analysis of intensification methods at Severo-Labatyuganskoye field // Proceedings of XXIV International symposium named after academician M.A. Usov of students and young scientists devoted to 75th anniversary of Victory in the Great Patriotic War «Problems of geology and development of mineral resources». (April 06–10, 2020, Tomsk). – Tomsk : National Research Tomsk Polytechnic University, 2020. – P. 169–170.
16. Griguletsky V.G. Main assumptions and accuracy of formulas for calculation of horizontal wells flow rate // Oil economy. – 1992. – № 12. – P. 5–6.
17. Griguletsky V.G. Field watering is a radical issue of the Russian oil and gas industry today // Technologies of the fuel and energy complex. – 2007. – № 2. – P. 35–40.
18. Griguletsky V.G. Field watering - a radical issue of modernity of the Russian oil and gas industry // Oil, gas and business. – 2007. – № 5. – P. 19–28.
19. Kichkimbayev R.M., Platonov V.E. Characteristics of the state of development of Severo-Labatyuganskoye field // Collection of articles based on the results of the International Scientific and Practical Conference «Science and Innovation in Modern Conditions». (October 18, 2018, Kazan) / in 2 parts. – Sterlitamak : AML, 2018. – № 2. – P. 27–29.
20. Koshina A.R., Korogod O.A. Intensification of oil production with the use of multi-stage hydraulic fracturing technology in the North Labatyuganskoye field // Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference «Actual problems of scientific knowledge. New technologies of fuel and energy complex» (May 17–18, 2019, Surgut). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2019. – P. 52–55.
21. Minhanov I.F. Analysis of oil production intensification and enhanced oil recovery technologies in North-Labatyugansk oil field // Materials of the International scientific-practical conference «New technologies for oil and gas region» (May 16-20, 2016, Tyumen). – Tyumen : Tyumen Industrial University, 2016. – P. 174–177.
22. Minkhanov I.F., Mamchistova E.I., Khayrullin A.A. Evaluation of the effectiveness of hydro-sand perforation and subsequent acid treatment at the North Labatyuganskoye field // Advances in Modern Natural Science. – 2017. – № 10. – P. 90–95.
23. Orlovsky S.L. Analysis of Efficiency of Hydraulic Fracturing at Severo-Labatyuganskoye Field // Collection of Scientific Papers «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and solutions». – Ufa : Publishing house of scientific and technical literature «Monograph», 2018. – P. 205–209.
24. Orlovsky S.L. Analysis of production intensification and oil recovery enhancement methods in the Severo-Labatyuganskoye field // Collection of Scientific Papers «Oil and Gas Technologies and New Materials. Problems and solutions». – Ufa : Publishing house of scientific and technical literature «Monograph», 2018. – P. 210–213.
25. Optimization of the field injection well stock at the late stage of development based on the results of tracer studies analysis (on the example of Dysh field) / O.V. Savenok [et al.] // Petroleum Engineer. – 2018. – № 4 (45). – P. 59–65.
26. Savenok O.V., Kusova L.G. Oil recovery and ways to increase it // Bulletin of Student Science of the Department of Information Systems and Programming, 2018. – № 03 (6). – P. 97–120. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2018/03/31.PDF>
27. Solov'eva V.N., Kolbunov M.G., Savenok O.V. Method of development of oil fields with interacting objects // Territory NEFTEGAZ. – 2012. – № 2 (February). – P. 62–69.