

Казанский Федеральный Университет
Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов
Kazan Federal University.

Department of oil & gas technology and carbon materials

Анализ разработки Быстринского месторождения

Analysis of the development of the Bystrinskoye field

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных
материалов, Член Экспертного совета Российского газового общества (РГО),
и.о. руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО, профессор РАЕ

E-mail: kemalov@mail.ru

Аннотация

Быстринское месторождение было открыто в 1964 году скважиной №170 «Главтюменьгеологии». Приурочено к Быстринскому, Вынгинскому и Минчимкинскому локальным поднятиям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Все 3 поднятия по отражающему горизонту «Б» оконтуриваются изогипсой - 2625 м с амплитудой 125 м. Вверх по разрезу амплитуда уменьшается и по палеоцену составляет 10 м. Фундамент вскрыт на глубине 3003 м и представлен порфиритами и туфолововыми породами. На породах фундамента залегают отложения юры, мела и палеогена. Неоген отсутствует, а четвертичные образования имеют толщину до 70 м. Общая толщина осадочного чехла 3000 - 3200 м. В пределах Быстринского месторождения выявлены залежи нефти. Зафиксированы нефтепроявления ачимовской толщи. Коллекторы представлены песчаниками. Быстринское месторождение находится в распределённом фонде недр и относится к классу крупных, а по степени промышленной освоенности к разрабатываемым.

Abstract The Bystrinskoye field was discovered in 1964 by well No. 170 of Glavtyumengeologiya. Confined to the Bystrinsky, Vyinginsky and Minchimkinsky local uplifts of the West Siberian oil and gas province. All 3 uplifts along the reflecting horizon “B” are outlined by an isohypsum - 2625 m with an amplitude of 125 m. Up

the section, the amplitude decreases and in the Paleocene is 10 m. The foundation was opened at a depth of 3003 m and is represented by porphyrites and tuff lava rocks. The basement rocks are overlain by Jurassic, Cretaceous and Paleogene deposits. Neogene is absent, and Quaternary formations are up to 70 m thick. The total thickness of the sedimentary cover is 3000 - 3200 m. Oil deposits have been identified within the Bystrinskoye field. Oil shows of the Achimov strata have been recorded. The reservoirs are represented by sandstones. The Bystrinskoye field is located in the distributed subsoil fund and belongs to the class of large ones, and in terms of the degree of industrial development, to the developed one.

Ключевые слова: Быстринское газонефтяное месторождение, геолого-поисковые работы, глубокое разведочное бурение, разведка, промышленная нефтеносность пластов, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов.

Keywords: Bystrinskoye gas and oil field, geological prospecting, deep exploration drilling, exploration, commercial oil content of formations, geological and physical characteristics of productive formations.

1 Характеристика месторождения

1.1 Географическое расположение

Быстринское газонефтяное месторождение, находящееся в Сургутском районе, Ханты-Мансийского автономного округа, Тюменской области, в 53 км к северо-западу от районного центра г. Сургут. Месторождение находится на правом берегу реки Обь, в 32 км к северо-западу от нефтепроводов.

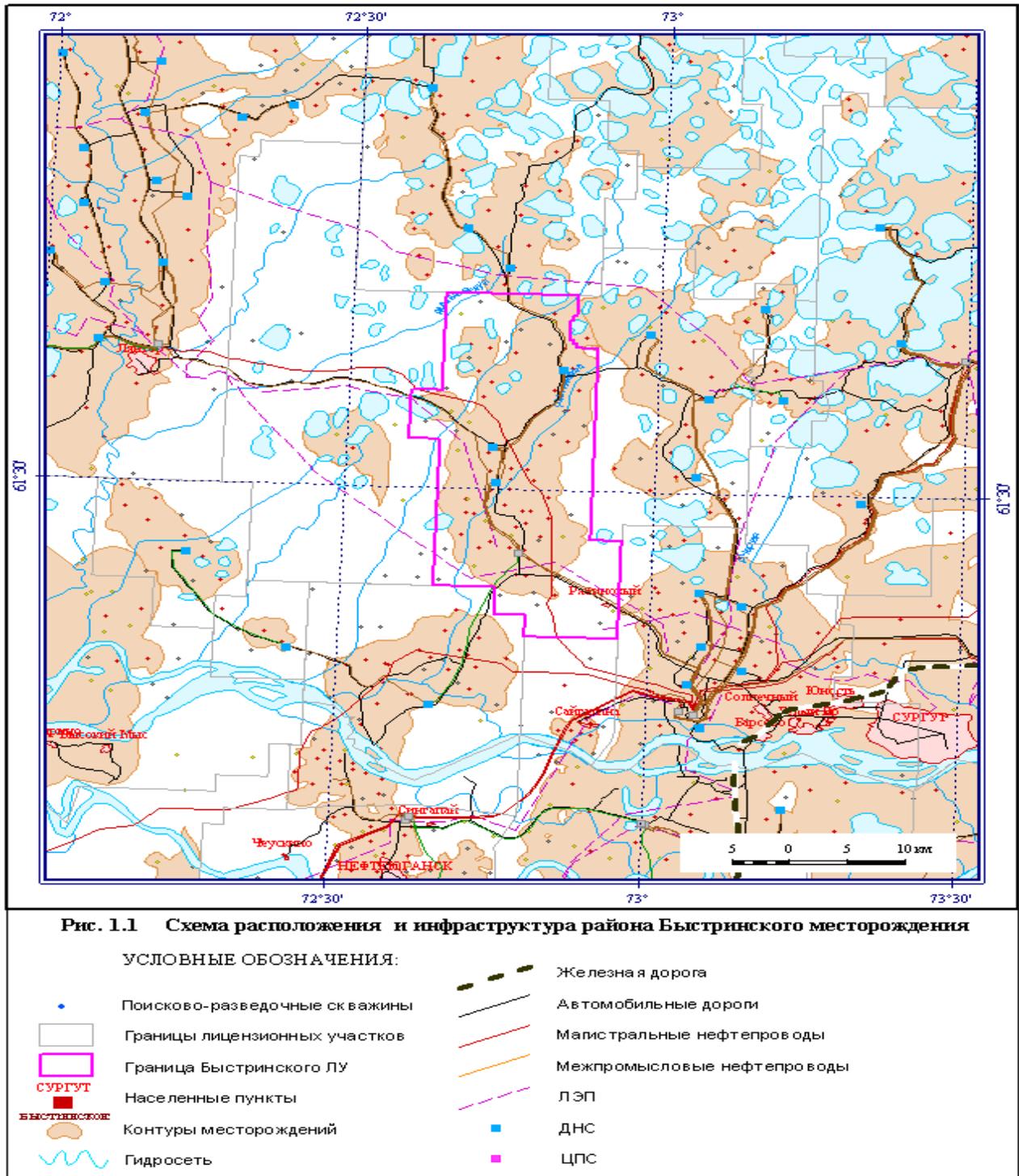


Рисунок 1.1 Нижневартовск-Усть-Балык-Омск и Тюмень-Курган-Альметьевск.

В близи от Быстринского месторождения находится Дунаевское, Новобыстринское, Западно-Сургутское и Комарьинское месторождения (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 Обзорная карта месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»

Описываемый район представляет собой слабо пересеченную равнину. Абсолютные отметки рельефа местности изменяются от 25 до 75 м.

Большую часть исследуемой площади занимают болота и озера, которые усложняют передвижение транспорта. Болота непроходимые, замерзают лишь к середине января. С удалением на север площадь болот возрастает, они переходят в сплошные озера.

Основная водная артерия р. Обь ограничивает рассматриваемую территорию с юга и имеет широтное направление течения.

Течение реки медленное (0.2-0.6 м³/сут), спокойное. Ширина ее колеблется в пределах 790-1400 м, глубина 7-19 м. Река судоходна в течение всего периода навигации с середины мая до конца октября.

Непосредственно на рассматриваемой площади гидрографическая сеть представлена реками Минчимкино, Быстрый-Кульеган, Вынга, Почекуйка, Моховая, входящими в бассейн реки Обь. Реки эти не судоходны.

В пределах участка работ расположено много озер, наиболее крупными из которых являются следующие: Черный Лор, Пильтон-Луи-Лор, Тойх-Лор, Им-Лор, Варь-Лор, Курты-Тор, Вершинное.

Грунтовые воды в районе работ встречаются на глубине от 3 до 16 м. Толщина торфяного слоя достигает до 6 метров. Толщина растительного слоя колеблется в пределах 0.2-0.6 метров. Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием хвойной растительности (сосна, ель, кедр, лиственница) и тальниковыми кустарниками, приуроченными главным образом к берегам рек.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким прохладным летом. Основными характерными особенностями района являются резкие колебания температуры в течение года, месяца и даже суток. Климат территории участка характеризуется быстрой сменой погодных условий особенно в переходные периоды – от осени к зиме и от весны к лету.

Средняя температура зимнего периода составляет -23.7°C , летних месяцев 15.5°C , а среднегодовое значение температуры составляет -4.1°C (рис.1.3). В отдельные годы температура воздуха наиболее жаркого месяца июня может достигать 36°C . В зимние месяцы наблюдаются минимальные значения температуры около -36°C с абсолютным минимумом -54°C .

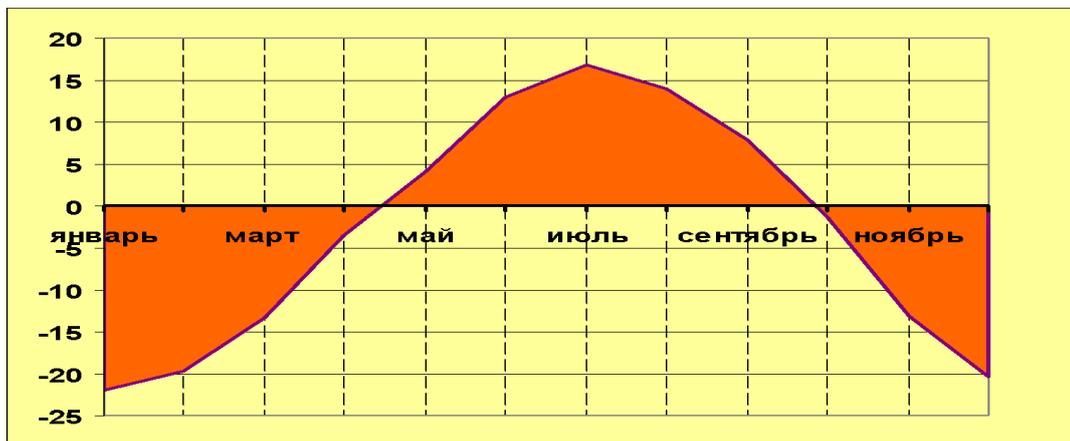


Рисунок 1.3 Среднемесячная температура воздуха (°C)

1.2 История освоения месторождения

Геолого-поисковые работы на исследуемой территории начаты в 1948 году Западно-Сибирским геологическим управлением. С 19478 года по 1955 год проводилась геологическая съемка масштаба 1:1000000.

Начиная с пятидесятых годов, в районе широтного Приобья проводились региональные геолого-геофизические работы с целью изучения геологического строения и поисков нефтяных и газовых месторождений. С 1959 года начаты площадные сейсморазведочные работы с целью подготовки структур под глубокое бурение.

Основанием для постановки глубокого разведочного бурения на Быстринском месторождении в 1964 году послужили результаты сейсморазведочных работ партий 42/61-62, 23/62-63 и 10/63-64 и открытие залежей нефти в отложениях нижнего мелана соседнем Западно-Сургутском месторождении.

Разведка Быстринского месторождения осуществлялась в соответствии с тремя проектами. Первый, был составлен в 1964 г. на бурение поисково-разведочных скважин на Быстринской, Вынгинской, Минчимкинской, Юнлорской и Вершинной площадях. Согласно этому проектному документу поисково-разведочные скважины размещались по простиранию и в крест простирания структур с расстоянием между скважинами от 3 до 9 км.

В 1964 г. поисковой скв. 170 была доказана промышленная нефтеносность пластов БС₁ и БС₂.

Эта скважина явилась первооткрывательницей Быстринского месторождения.

Второй проект промышленной разведки был составлен ВНИИ в 1965 г. В основу его была положена профильная система размещения разведочных скважин. Было запроектировано 6 профилей в крест простирания складки. Расстояние между профилями было принято 1.2-1.5 км в южной и центральных частях, и 2 км в северной части. Расстояние между скважинами на линии профилей равнялось 1.3-2 км.

В 1965 г. по Быстринскому месторождению был выполнен первый подсчет запасов нефти и растворенного газа по четырем скважинам. В 1968 г. был выполнен второй подсчет запасов нефти и растворенного газа по залежам пластов АС₇, АС₈, АС₉, БС₁ и БС₂. К этому времени разведочное бурение было закончено.

Разведку месторождения в определенной мере затрудняло удовлетворительное совпадение данных сейсморазведки и бурения.

Эксплуатационное бурение на месторождении началось в 1974 г. на пласты БС₁ и БС₂ и в этом же году была составлена комплексная схема разработки Быстринского месторождения институтами Гипротюменнефтегаз и Гипровостокнефть.

В 1978 г. СибНИИНП уточнил технологические показатели разработки, которые отличались от ранее утвержденных только динамикой разбуривания. Доразведка месторождения началась в процессе эксплуатационного разбуривания с 1979 г.

Скв. 102, пробуренная и испытанная в 1979 г., явилась первооткрывательницей залежей нефти в пластах БС₁₈₋₂₀. Через два года (1981 г.) СибНИИНП составил технологическую схему разработки залежей ачимовских пластов.

В 1984 г. для поисков новых нефтяных залежей, разведки ранее открытых месторождений, в СибНИИНП был составлен третий проект разведки Корявинской и Аношкинской структур.

В процессе последующих геологоразведочных работ установлена

промышленная нефтеносность отложений тюменской свиты и ачимовских отложений. Уточнены зоны развития коллекторов, нефте- и газоносность пластов АС₇₋₉ и БС₁, БС₂. Все выявленные залежи оконтурены.

В процессе последующих геологоразведочных работ установлена промышленная нефтеносность отложений тюменской свиты и ачимовских отложений. Уточнены зоны развития коллекторов, нефте- и газоносность пластов АС₇₋₉ и БС₁, БС₂. Все выявленные залежи оконтурены.

В 1987 г. были пробурены две разведочные скв. 133 и 135. Скв. 133 была пробурена в восточной части месторождения на пласты АС, но так как они по ГИС оказались водонасыщенными, ее ликвидировали по геологическим причинам. Скв. 135 пробурена в северо-западной части месторождения для изучения северной границы северной залежи пласта ЮС₂. При испытании пласта в открытом стволе притока не получено.

Скв. 134 пробурили в 1988 г. для изучения пластов АС₇₋₈, но при испытании в открытом стволе получили воду. В этом же году была пробурена скв. 138 в западной части месторождения для уточнения границ пласта АС₈. При испытании получен приток нефти.

В 1992 г. северо-восточнее на 4.1 км от скв. 133 пробурили скв. 140 на пласты АС₇₋₈. При испытании этих пластов получен приток воды, скважину ликвидировали, как выполнившую свое геологическое назначение.

Разведочная скв. 961R пробурена в 2000 г. в куполе одного из самостоятельных локальных поднятий в южной части Быстринского месторождения. При испытании пласта АС₇ получили воду с пленкой нефти, ЮС₂ – малодобитный приток нефти, БС₁₈₋₂₀, ЮС_{0(к)} и ЮС₃ – сухо.

В 2007 году пробурена разведочная скв. 145 (на западе, за пределами Быстринского ЛУ). Скважина географически попадает в область моделирования всех основных залежей месторождения и была учтена при их обосновании. Скважиной вскрыты среднеюрские отложения (забой 2793 м), испытано 2 объекта: **1-ый**, интервал глубин 2736.2-2768.7 м (пласт ЮС₂), получен приток нефти 3.5 м³/сут при СДУ 903.4 м; **2-ой**, интервал 1975-1978 м (пласт АС₇), также получен приток нефти дебитом 2.8 м³/сут при СДУ 633 м.

В настоящее время Быстринское месторождение находится на территории Быстринского лицензионного участка, недропользователем является ОАО Сургутнефтегаз на основании лицензии ХМНОО409НЭ, выданной в 1993г.

1.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

В геологическом строении данного района принимают участие породы складчатого палеозойского фундамента и терригенные песчано-глинистые отложения платформенного мезокайнозойского чехла. В разрезе мезокайнозойского чехла присутствуют осадки юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системы.

Наиболее плотно осадочный комплекс изучен на Усть-Балыкской и Сургутской площадях. На Быстринской, Вынгинской и других площадях Сургутского свода разведочное бурение проводилось только до вскрытия пород, подстилающих продуктивную толщу неокома. Комплекс пород, слагающих разрез этих месторождений, судя по каротажу и керновому материалу, аналогичен разрезам соседних площадей Сургутского свода (рис. 1.4). В основании глинистой пачки, выделяемой в низах барремских отложений, встречается милиамминовый комплекс фораминифер, отнесенный с частичной долей условности к барремскому ярусу. В состав Сургутской свиты не включены темно-серые аргиллиты, содержащие аптский споро-пыльцевой комплекс. Эти аргиллиты отнесены к кошайской свите. В разрезе кошайской свиты выделяется четыре пачки (снизу вверх): глинистая, нижняя опесчаненная, битуминозная и верхняя опесчаненная. Пачка битуминозных аргиллитов выделяется на электрокаротажной диаграмме пониженным сопротивлением КС. Она прослеживается на огромной территории низменности. В основании аптальб-сеноманских, преимущественно песчано-алевролитовых отложений покурской свиты, выделяется чернореченская пачка алевролитовых и алевритистых глин.

Быстринское месторождение в тектоническом отношении представляет собой антиклинальную структуру третьего порядка, расположенную в пределах Чернореченского куполовидного поднятия – структуры второго порядка, которая в свою очередь осложняет Сургутский свод – положительную структуру

первого порядка, находящуюся в пределах Западно-Сибирской платформы эпигерцинского возраста. Мощные толщи осадочных пород и их погружение от краёв к центру депрессии, отражают преобладание в истории развития плиты процессов устойчивого длительного опускания. Современный структурный план по подошве платформенного чехла и по большей части разреза мезозойских отложений – результат этого однонаправленного процесса.

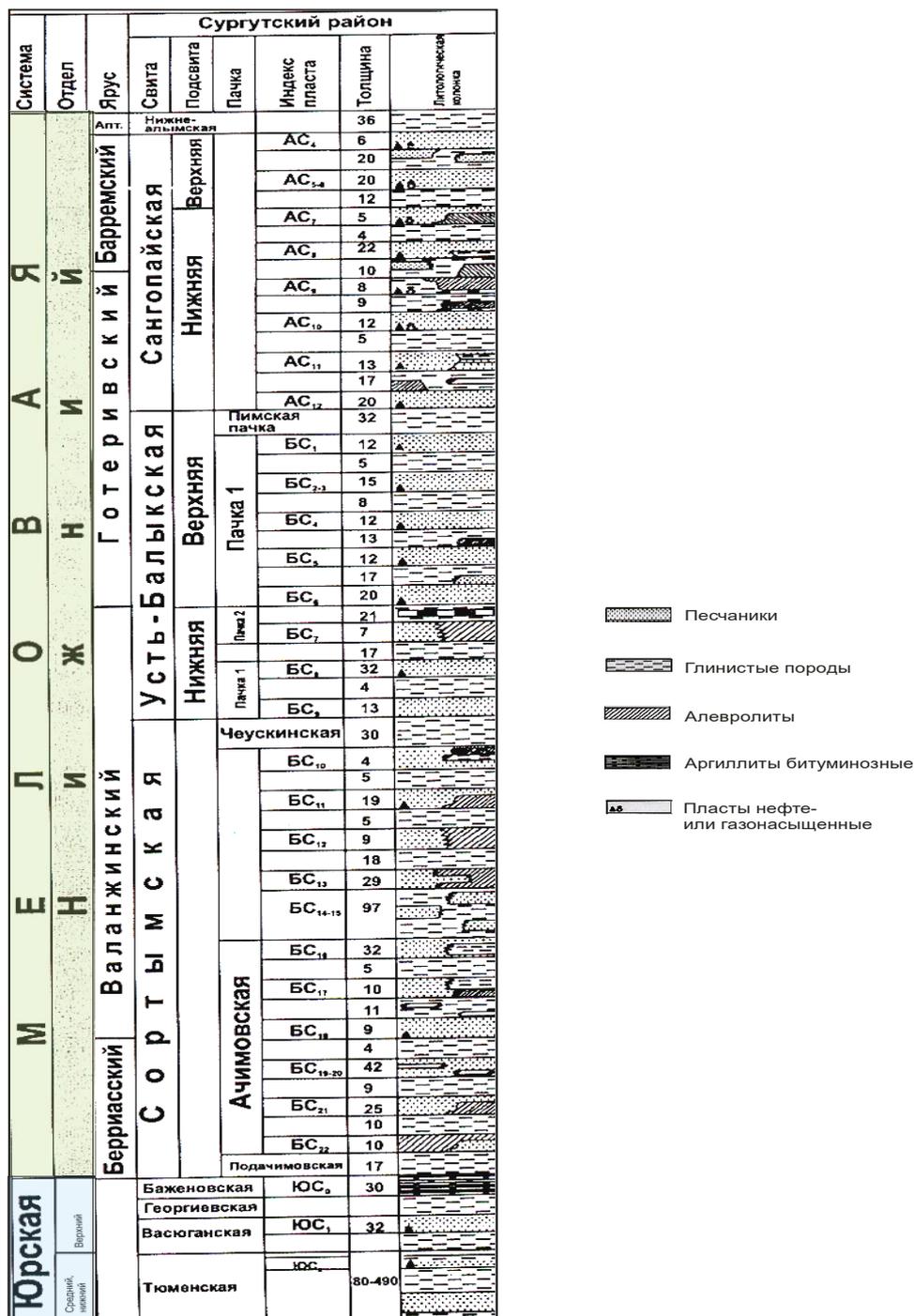


Рисунок 1.4 – Стратиграфическая колонка

Поэтому как региональные впадины и поднятия, так и тектонические элементы низших порядков в большинстве случаев имели длительное развитие.

Наиболее явно они выражены по подошве мезокайнозойских отложений и, как правило, находят свое отражение по вышележащим горизонтам, при этом амплитуды поднятий и углы наклона крыльев вверх по разрезу закономерно уменьшаются. Сургутский свод, площадь которого превышает 29 тыс. км. кв. одно из 22 поднятий первого порядка, выделяемых в пределах внутренней области Западно-Сибирской платформы. Он осложнен целым рядом структур второго порядка, к числу которых относится и Чернореченское куполовидное поднятие, в пределах которого установлено 9 локальных структур третьего порядка, среди них находится и Быстринско - Вынгинская структура.

Структурные планы по всем продуктивным пластам практически полностью совпадают, некоторое несоответствие вполне объяснимо тем, что карты построены по кровле и подошве продуктивных песчаников, которые часто замещаются и не могут служить реперами для построения структурных поверхностей.

Быстринско-Вынгинская структура находится в относительной близости от Западно-Сургутской (в 13 км, к северу-западу), Усть-Балыкской (в 14 км, к северу), Вершинной (в 11 км к западу), Яунлорской (в 7 км, к западу) локальных структур и представляет собой юго-западное окончание более крупной Минчимкинской структуры. Размеры ее до 20-ти км. – по длинной оси, 8-ми км. – по короткой оси. Структура очень пологая, типично платформенная брахиантиклиналь, субмеридионального простирания. Свод структуры довольно широкий и пологий. Углы падения в своде 210 – 290. На крыльях и периклиналях углы падения увеличиваются до 1° – 2°. Структура не симметрична: западное крыло несколько круче, чем восточное. Амплитуда поднятия в среднем равна 70 м и остается примерно постоянной на всех построенных структурных картах.

Продуктивные пласты характеризуются невыдержанным как по площади, так и по разрезу строением, наличием зон замещения коллекторов непроницаемыми породами (рис. 1.5). Исключение составляет пласт БС₂.

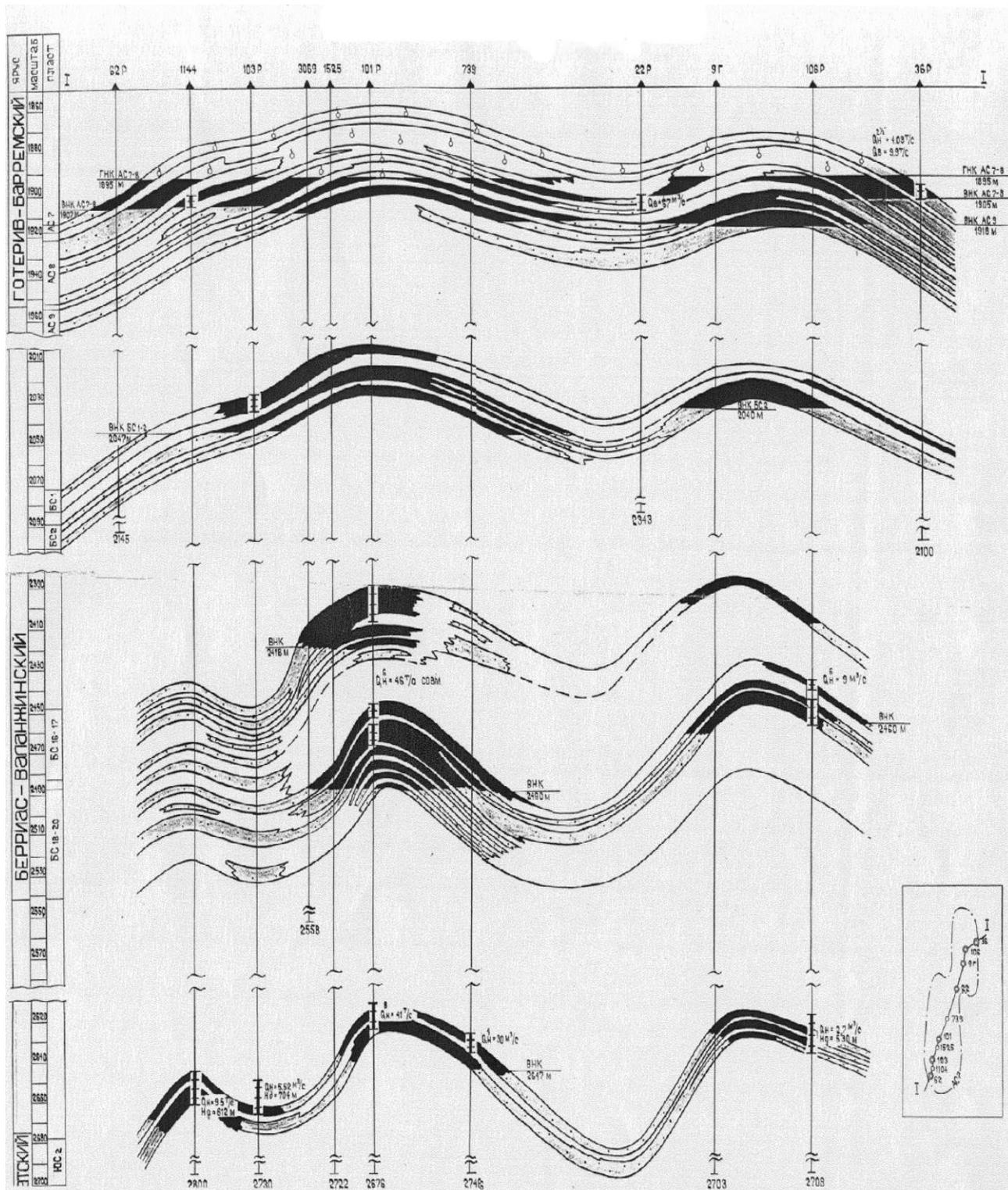


Рисунок 1.5 - Геологический разрез продуктивных пластов Быстринского месторождения

Пласт ЮС₂.

Пласт ЮС₂ приурочен к отложениям Тюменской свиты Быстринского месторождения. В литологическом отношении пласт представляет собой чередование очень тонких проницаемых слоев с глинистыми и плотными породами, либо разделяется на нефте- и водонасыщенные линзы. Такое физико-

литологическое строение обусловило избирательное нефтенасыщение.

В составе пласта ЮС₂ находится 17 небольших пластосводовых залежей с индивидуальными уровнями ВНК. Все это характеризует низкие добывные возможности пласта ЮС₂ и трудности в разработке данного пласта.

Пласт БС₁₈₋₂₀.

Пласт БС₁₈₋₂₀ приурочен к песчанистым пластам нижней части ачимовской толщи, развит неравномерно как по площади, так и по разрезу. В литологическом отношении пласт представлен мелкозернистым песчаником, иногда с включениями глинистого алевролита и аргиллита. В составе пласта выделяют две залежи: северную и центральную. Размеры северной залежи 9,6 × 1,6-4,5 км, с отметкой ВНК в пределах 2453-2460 м. Размеры центральной залежи 17,6 × 1,3-4,8 км, отметки ВНК 2465-2508 м.

Все залежи пластосводовые, с подстилающей подошвенной водой. Хотя встречается замещение нижней части пласта.

Пласт БС₁₆₋₁₇.

Пласт БС₁₆₋₁₇ залегает в верхней части ачимовской толщи и отделен от пласта БС₁₈₋₂₀ глинистым разделом мощностью 12-20 м. Нефтеносность пласта приурочена к пяти залежам, каждая с индивидуальным водонефтяным контактом. В среднем отметка ВНК колеблется от 2418,6 до 2452 м.

Все залежи пластовые, в основном водоплавающие. В литологическом отношении пласт представлен песчаником мелко- и среднезернистым, иногда с прослоями и включениями глинистого алевролита и аргиллита.

Запасы нефти пластов ЮС₂, БС₁₈₋₂₀ и БС₁₆₋₁₇ относятся к категории трудноизвлекаемых запасов.

Пласт БС₂.

Основные промышленные запасы нефти Быстринского месторождения приурочены к группе пластов БС₁₋₂. Эксплуатация месторождения началась с залежей этих пластов.

Пласт БС₂ характеризуется повсеместным распространением, обладает хорошими коллекторскими свойствами. В толще пласта, как правило, встречаются от 2 до 5 пропластков аргиллитов и плотных известковистых

песчаников. Отметка ВНК 2045 м.

Пласт БС₁.

Пласт БС₁ залегает на отметках 2004-2050 м и отделен от нижележащего пласта БС₂ глинистым разделом мощностью 4-6 м. Залежь пласта БС₁ распространена только на Быстринской и в сводовой части Вынгинской площадей.

В северной части песчаные разности замещаются глинисто-алевролитовыми непроницаемыми породами (район ЦДНГ-3). ВНК по залежи на тех же отметках, что и пласта БС₂. Размеры залежи: 15 × 6,5 км, высота - 4,2 м, ширина водонефтяной зоны не превышает 250 м.

Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная, контролируется глинистой покрывкой мощностью 35-40 м. Пласт имеет сравнительно небольшую мощность (преимущественно 1,2-5 м). Наблюдается уменьшение вскрытой мощности пласта с юга на север. На значительной части залежи пласт монолитен.

Пласт АС₈.

Пласт АС₈ развит по всей площади. Залежь пласта АС₈ - газонефтяная. Размеры газонефтяной залежи 34 × 8 км. Высота газовой шапки около 30 м, нефтяной оторочки - 20 м. ГНК, единый для пластов АС₇₋₉, принят на отметке - 1894 м. В наиболее высоких участках структуры расположены газовые зоны. Водонефтяная зона составляет 28% от всей площади залежи. Отметка ВНК изменяется от 1908 до 1925 м. Литологически пласт АС₈ представлен чередованием глинистых и песчаных прослоев.

Пласт АС₉.

Нефтеносность пласта АС₉ приурочена к двум залежам, расположенным в северной и центральной частях Быстринского месторождения.

Северная залежь почти повсеместно подстилается водой. В пяти скважинах по данным ГИС выделены газонасыщенные пропластки. Размеры залежи 3 × 12 км, высота 14 м.

Центральная залежь расположена в центральной и южной частях Быстринского месторождения. Залежь имеет большую водоплавающую зону,

составляющую 82,8% от общей площади. Отметки ВНК по залежи разнятся, средний уровень принят на отметке - 1916 м. Такое колебание ВНК объясняется сложным строением пласта АС₉. Размеры залежи 6 × 18 км, высота 20 м. В ряде скважин по ГИС отмечаются газонасыщенные пропластки (ГНК - 1894 м).

Пласт АС₉ вскрыт всеми пробуренными скважинами, по своему строению не однороден и представлен песчано-алевролитовыми породами с глинистыми прослоями.

Пласт АС₇.

На большей части структур пласт газонасыщен, и лишь на крыльях отмечается нефтеносность. Размеры нефтегазовой залежи 40 × 11,8 км. Залежь пластовая сводовая, газовая с нефтяной оторочкой. Ширина нефтенасыщенной части залежи колеблется от 1,2 до 1,5 км. Приблизительно равные части составляют водонефтяная, нефтяная и газонефтяная зоны. Небольшая ширина нефтенасыщенной зоны залежи предъявляет повышенные требования к выбору местоположения эксплуатационных скважин. Уровень ГНК - 1894 м, уровень ВНК - 1905 м.

Промышленные запасы нефти приурочены к продуктивным пластам АС₇, АС₈, АС₉, БС₁, БС₂, БС₁₆₋₁₇, БС₁₈₋₂₀, ЮС₂ (приложение табл. 1.1); запасы свободного газа сосредоточены в верхних точках пластов АС₇, АС₈, АС₉.

Запасы нефти пластов ЮС₂, БС₁₈₋₂₀, БС₁₆₋₁₇ относятся к категории трудноизвлекаемых запасов.

Наиболее продуктивны пласты БС₁ и БС₂, так как они наиболее нефтенасыщенны (таблица 1) и имеют хорошие коллекторские свойства, хорошая пористость, проницаемость, гидропроводность, что характеризует высокие добывные возможности.

Таблица 1 - Характеристика продуктивных пластов Быстринского месторождения.

Пласт	Параметры					
	Средняя глубина залегания, м	Плотность сетки, СКВ. га.	Общая мощность, м	Ср.г/насыщ. Толщина, м	Ср.н/насыщ. Толщина, м	Отметка ГНК, м
АС7	1950	25	4	3	2	1894
АС8	1960	25	919	572	85	1984
АС9	1990	16	416	5	13	-
БС1	2050	16	74	-	43	-
БС2	2060	16	613	-	45	-
БС16-17	2450	16	763	-	35	-
БС18-20	2580	16	841	-	78	-
ЮС2	2700	16	822	-	35	-
АС7	1905	26	0,52	73	820	0,79
АС8	1908	26	0,54	194	319	0,55
АС9	1911	25	0,55	297	747	0,36
БС1	2045	26	0,66	571	530	0,7
БС2	2045	25	0,6	385	43	0,53
БС16-17	2420	26	0,54	29	93	0,26
БС18-20	2500	20	0,54	18	51	0,45
ЮС2	Не опр.	16	0,71	9	52	0,3
АС7	1,64	0,264	56	18,8	3,7	25,5
АС8	5,1	0,486	56	18,8	3,16	34,3

АС9	3,59	0,98	56	19	4,69	73,8
БС1	1,36	0,388	60	20,7	4,87	40,8
БС2	3,4	0,492	58	20,7	6,13	53,6
БС16-17	8,09	1,551	76	25	4,97	34,8
БС18-20	10,48	1,69	67	25,2	4,58	36,4
ЮС2	3,97	1,569	70	26,9	2,49	16,9

2. Анализ системы разработки

2.1 Анализ показателей разработки

Быстринское месторождение открыто в 1964 году, введено в разработку в 1974 году. По состоянию на 01.01.2009 года в разработке находятся шесть эксплуатационных объектов.

Динамика основных показателей пласта АС7 приведена на рисунке 2.1.

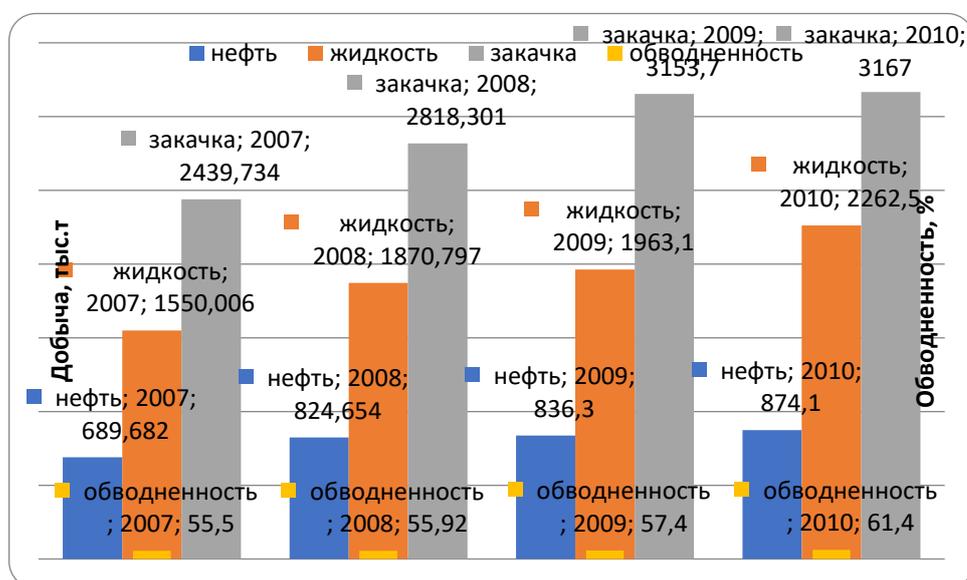


Рисунок 2.1 Динамика основных показателей разработки пласта АС7

Максимальный уровень добычи нефти на месторождении в объеме 5270 тыс.т был достигнут в 1984 году. В период с 1982 по 1991 год уровень добычи нефти был стабильным и держался в пределах от 4953 тыс.т до 5270 тыс.т в год. С 1992 по 2000 год на месторождении уровни добычи нефти снижались. Применение новых технологий, в том числе: зарезка боковых стволов при

капитальном ремонте скважин (КРС) и гидравлического разрыва пласта (ГРП), позволило увеличить добычу нефти с 3554 тыс.т в 2001 году до 4310 тыс.т в 2004 году.

В настоящее время месторождение находится в стадии снижающейся добычи нефти.

По состоянию на 01.01.2009 года на Быстринском месторождении отобрано 135288.4 тыс.т нефти и конденсата, в том числе нефти - 134880.9 тыс.т, конденсата - 407.5 тыс.т. Накопленная добыча жидкости составила 498963 тыс.т. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0.292 (запасы категории ВС₁), отбор от начальных извлекаемых запасов нефти – 78.7% при обводненности 86.4%.

Для поддержания пластового давления в пласты закачано 625306 тыс.м³ воды.

С начала разработки отобрано попутного газа 17197 млн.м³, в том числе: растворенного – 5686.2 млн.м³, газа газовых шапок – 11510.8 млн.м³.

Использование попутного газа на месторождении составляет 95%.

В 2008 году на месторождении добыто нефти и конденсата – 3918.6 тыс.т, темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составил 2.3%. Добыча жидкости в 2008 году составила 28845 тыс.т, отбор попутного газа - 942 млн.м³.

В целях поддержания пластового давления в пласты было закачано 29938тыс.м³ воды, текущая компенсация отборов жидкости и попутного газа закачкой воды составила 100.3%. Энергетическое состояние залежей объектов разработки удовлетворительное. Текущие пластовые давления по залежам соответствуют начальным

Фактические показатели разработки в 2004-2008 годах соответствовали проектным.

Проектный фонд на объектах реализован, утвержденные системы разработки сформированы.

По состоянию на 01.01.2009 года по Быстринскому месторождению числится 2647 скважин, в том числе: добывающих – 1932, нагнетательных – 662, наблюдательных – 4, газовых – 19, водозаборных – 30.

В 2008 году скважины работали со средним дебитом по нефти 7.5 т/сут,

жидкости – 55.1 т/сут.

Коэффициент использования добывающих скважин – 0.977, коэффициент эксплуатации – 0.983, нагнетательных скважин соответственно – 0.910 и 0.982.

В неработающем добывающем фонде числится 362 скважины, в том числе: в бездействии – 96, в консервации – 125, в пьезометрическом фонде – 141.

В 2008 году 29.2% от общей добычи по месторождению обеспечивалось объектом АС₈. По объектам АС₇ и БС₁₆₋₁₇+БС₁₈₋₂₀ доля добычи нефти составила соответственно 21% и 25%. Объект БС₁+БС₂ характеризуется высокой обводненностью (95%) и значительной степенью выработки запасов нефти (95%).

Объект АС₇. По состоянию на 01.01.2009 года с начала разработки на объекте добыто 6589.3 тыс.т нефти (отбор от НИЗ – 42.9% при обводненности – 55.9%) и отобрано 124.4 тыс.т конденсата. Текущий КИН составил 0.127 при утвержденном – 0.296. Накопленная добыча жидкости составила 13064 тыс.т, накопленная закачка воды - 37249 тыс.м³, отбор попутного газа - 3717.9 млн.м³.

В 2008 году на объекте пробурено пять новых скважин, добыто 824.7 тыс.т нефти и 1871 тыс.т жидкости, отобрано 203.1 млн.м³ попутного газа и закачано 2818 тыс.м³ воды. Среднегодовой дебит скважин по нефти составил 6.5 т/сут, по жидкости – 14.8 т/сут.

С начала разработки на объекте введено в эксплуатацию 12 горизонтальных скважин, которые 2008 году работали со средним дебитом нефти 18.1 т/сут при обводненности 25.1%, накопленная добыча нефти по ним составила 335.8 тыс.т или 28 тыс.т на одну скважину.

По состоянию на 01.01.2009 года проведено 69 скважино-операций по резке боковых стволов при капитальном ремонте в 58 скважинах, в том числе в одной нагнетательной скважине. Накопленная добыча нефти по скважинам с боковыми стволами составила 655.5 тыс.т или 11.6 тыс.т на одну добывающую скважину.

За период 2004 - 2008 гг. было проведено 609 скважино-операций по воздействию на пласт, в том числе ГРП – 123. Дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 927.3 тыс.т, в том числе за счёт ГРП – 693.3 тыс.т.

Бурение на объекте горизонтальных скважин, проведение операций по зарезке боковых стволов и ГРП, а также перевод скважин с других объектов, выполнивших свое проектное назначение, позволило на объекте уплотнить сетку скважин до 23.8 га/скв (проектная плотность сетки скважин – 25 га/скв).

Результаты промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти (исследовано 258 добывающих и 110 нагнетательных скважин) показали, что в работе принимает участие вся перфорированная толщина пласта. Источник обводнения продукции скважин – прохождение фронта закачиваемой воды (78% исследованных скважин) и подтягивание пластовой воды из слабонефтенасыщенной части пласта. Средняя текущая нефтенасыщенная толщина составляет 2.1 м, заводнено 38% нефтенасыщенной толщины пласта.

По результатам исследований по определению коэффициентов текущей нефтенасыщенности (исследовано 23 скважины) вытеснение пластового флюида (газа, нефти) происходит по всей эффективной толщине пласта. Минимальный коэффициент текущей нефтенасыщенности составляет 0.22, максимальный коэффициент вытеснения равен 0.67.

Результаты исследований по контролю за изменением газонасыщенности (исследовано 1292 скважины) показали полное или частичное замещение газа жидкостью в 39% исследованных скважин. Основными причинами замещения газа жидкостью являются: закачка воды в газонасыщенную часть пласта, перфорация газонасыщенной части пласта в добывающих скважинах и внедрение нефти и воды в газонасыщенную часть пласта.

Объект АС₈. По состоянию на 01.01.2009 года на объекте добыто 27798.2 тыс.т нефти (отбор от НИЗ – 73.4% при обводненности продукции скважин – 87.2%) и отобрано 278.6 тыс.т конденсата. Текущий КИН составил 0.223 при утвержденном – 0.304. Накопленная добыча жидкости составила 101525 тыс.т, накопленная закачка воды - 148295 тыс.м³, отбор попутного газа - 7869.9 млн.м³.

В 2008 году на объекте добыто 1142.5 тыс.т нефти и 8897.3 тыс.т жидкости, отобрано 638.5 млн.м³ попутного газа и закачано 9139 тыс.м³ воды.

Среднегодовой дебит скважин по нефти составил 6.0 т/сут, по жидкости – 47 т/сут.

По состоянию на 01.01.2009 года в 39 скважинах при капитальном ремонте проведены операции по зарезке боковых стволов, в том числе в одной нагнетательной скважине. Накопленная добыча нефти по скважинам с боковыми стволами составила 618 тыс.т или 16.3 тыс.т на одну добывающую скважину.

За период 2004 - 2008 гг. было проведено 900 скважино-операций по воздействию на пласт, в том числе ГРП – 74. Дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 1301.3 тыс.т, в том числе за счёт ГРП – 392.1 тыс.т.

Проведение операций по зарезке боковых стволов и ГРП, а также перевод скважин с других объектов, выполнивших свое проектное назначение, позволило на объекте уплотнить сетку скважин до 19.6 га/скв (проектная плотность сетки скважин – 25 га/скв).

Результаты промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти (исследовано 554 добывающих и 186 нагнетательных скважин) показали, что перфорацией вскрыто 76% нефтенасыщенной толщины пласта, отдача флюида происходит по всей эффективной перфорированной толщине. Неполное вторичное вскрытие связано с наличием в разрезе пласта контактных запасов нефти и газа. Источник обводнения продукции скважин – прохождение фронта закачиваемой воды. Текущий коэффициент заводнения толщины объекта АС₈ составляет 0.57, средняя текущая нефтенасыщенная толщина – 2.9 м.

По результатам исследований по определению коэффициентов текущей нефтенасыщенности (исследована 51 скважина, количественная интерпретация проведена по 44 скважинам) выработкой охвачена практически вся эффективная толщина объекта АС₈. Средневзвешенные коэффициенты вытеснения нефти изменяются в диапазоне от 0.26 до 0.45.

Результаты исследований по контролю за изменением газонасыщенности (исследовано 907 скважин) показали замещение газа жидкостью в 98% исследованных скважин. Коэффициент замещения газонасыщенной толщины составил 0.79, средняя текущая газонасыщенная толщина пласта составляет

1.3 м. Замещение газа жидкостью в объекте АС₈ связано с перфорацией газонасыщенной части толщины пласта в добывающих и нагнетательных скважинах.

Объект АС₉. По состоянию на 01.01.2009 года на объекте добыто 7940.5 тыс.т нефти (отбор от НИЗ – 72.4% при обводненности – 89.4%) и отобрано 4.5 тыс.т конденсата. Текущий КИН составил 0.233 при утвержденном – 0.322. Накопленная добыча жидкости составила 32293 тыс.т, накопленная закачка воды - 44724 тыс.м³, отбор попутного газа - 564 млн.м³.

В 2008 году на объекте добыто 266.5 тыс.т нефти и 2516.9 тыс.т жидкости, отобрано 32.6 млн.м³ попутного газа и закачено 2112 тыс.м³ воды. Среднегодовой дебит скважин по нефти составил 5.0 т/сут, по жидкости – 47 т/сут.

По состоянию на 01.01.2009 года в 10 скважинах проведены операции по зарезке боковых стволов при капитальном ремонте. Накопленная добыча нефти по скважинам с боковыми стволами составила 128.8 тыс.т или 12.8 тыс.т на одну скважину.

За период 2004 - 2008 гг. было проведено 207 скважино-операций по воздействию на пласт, в том числе ГРП – 14. Дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 308.3 тыс.т, в том числе за счёт ГРП – 88.6 тыс.т.

Проведение операций по зарезке боковых стволов и ГРП, а также перевод скважин с других объектов, выполнивших свое проектное назначение, позволило на объекте реализовать плотность сетки скважин 24.1 га/скв (проектная плотность сетки скважин – 16 - 25 га/скв).

Анализ результатов промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти (исследовано 174 добывающих и 40 нагнетательных скважин) показал, что перфорацией вскрыто 79% эффективной нефтенасыщенной толщины объекта, коэффициент работающей толщины равен 1.10 и обеспечивает вовлечение в процесс разработки 87% нефтенасыщенной толщины пласта. Неполное вторичное вскрытие обусловлено отсутствием надежных непроницаемых разделов на уровне ВНК и ГНК. Источник обводнения продукции скважин – прохождение фронта закачиваемой воды и

подтягивание пластовой воды из нижней водонасыщенной части объекта. Средняя текущая нефтенасыщенная толщина составляет 1.9 м, текущий коэффициент заводнения - 0.57.

По результатам исследований по определению коэффициентов текущей нефтенасыщенности (исследовано 42 скважины, количественная интерпретация проведена в 40 скважинах) выработкой охвачена практически вся эффективная толщина объекта АС₉. Средневзвешенные коэффициенты вытеснения нефти изменяются в диапазоне от 0.26 до 0.59.

Результаты исследований по контролю за изменением газонасыщенности (исследовано 10 скважин) показали замещение газа жидкостью во всех исследованных скважин. Коэффициент замещения газонасыщенной толщины составил 0.85, средняя текущая газонасыщенная толщина составляет около одного метра. Замещение газа жидкостью связано с перфорацией газонасыщенной части толщины пласта в добывающих и нагнетательных скважинах.

Объект БС₁₆₋₁₇₊ БС₁₈₋₂₀. По состоянию на 01.01.2009 года на объекте добыто 18280 тыс.т нефти в том числе: по пласту БС₁₆₋₁₇ - 2788 тыс.т (отбор от НИЗ – 70.4%. при обводненности – 80.0%), по БС₁₈₋₂₀ - 15492 тыс.т (отбор от НИЗ – 65.8% при обводненности – 68.3%). Текущий КИН по пласту БС₁₆₋₁₇ составил 0.201 при утвержденном – 0.286, по БС₁₈₋₂₀ - 0.210 при утвержденном – 0.319. С начала разработки на объекте добыто 36082 тыс.т жидкости и закачано 56770 тыс.м³ воды.

В 2008 году на объекте добыто 957.4 тыс.т нефти и 3245 тыс.т жидкости закачано 4045 тыс.м³ воды. Среднегодовой дебит скважин по нефти составил 10.3 т/сут, по жидкости – 34.8 т/сут, обводненность продукции скважин – 70.5%.

По состоянию на 01.01.2009 года проведено 97 скважино-операций по зарезке боковых стволов в 92 скважинах при капитальном ремонте. Накопленная добыча нефти по скважинам с боковыми стволами составила 3250.1 тыс.т или 35.3 тыс.т на одну скважину.

За период 2004 - 2008 гг. было проведено 434 скважино-операции по воздействию на пласты (из них: на пласт БС₁₆₋₁₇ – 70 скважино-операций, на БС₁₈₋

20 - 364 скважино-операции), в том числе ГРП – 67 (в том числе: на БС₁₈₋₂₀ – 65). Дополнительная добыча нефти оценивается на уровне 2985.3 тыс.т (в том числе: по БС₁₆₋₁₇ – 450 тыс.т, по БС₁₈₋₂₀ – 2535.3 тыс.т), в том числе за счёт ГРП – 2352.2 тыс.т.

Проведение операций по зарезке боковых стволов и ГРП, а также перевод скважин с других объектов, выполнивших свое проектное назначение, позволило на объекте уплотнить сетку скважин до 11.7 га/скв (проектная плотность сетки скважин – 16 га/скв).

Анализ результатов промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти пластов БС₁₆₋₁₇ и БС₁₈₋₂₀ (пласт БС₁₆₋₁₇ исследован в 50 добывающих и в 12 нагнетательных скважинах, пласт БС₁₈₋₂₀ в 191 добывающей и в 83 нагнетательных скважинах) показал, что перфорацией вскрыто 71% эффективной нефтенасыщенной толщины пласта БС₁₆₋₁₇ и 76% пласта БС₁₈₋₂₀. Отдача флюида происходит по всей перфорированной толщине, в процесс разработки вовлечено 87% эффективной нефтенасыщенной толщины. Неполное вторичное вскрытие пластов обусловлено отсутствием надежных непроницаемых разделов на уровне ВНК.

Источниками обводнения продукции скважин являются: прорыв нагнетаемой воды, подтягивание и переток пластовой воды из водонасыщенной части, а также одновременное поступление воды в результате ее подтягивания из водоносной части пласта и прорыва нагнетаемых вод. Средняя текущая нефтенасыщенная толщина по пласту БС₁₆₋₁₇ составляет 5.2 м, по БС₁₈₋₂₀ – 6.7 м. Текущий коэффициент заводнения пласта БС₁₆₋₁₇ - 0.47, БС₁₈₋₂₀ – 0.48. По пласту БС₁₈₋₂₀ отмечается неравномерная выработка запасов нефти по площади залежи, продвижение нагнетаемой воды имеет «языковый» характер.

Результаты исследований по определению коэффициентов текущей нефтенасыщенности пласта БС₁₆₋₁₇ (исследована одна скважина опорной сети и привлечены данные электрометрии скважин, пробуренных в 2004 – 2005 годах) показали, что средневзвешенный коэффициент вытеснения изменяется от 0 до 0.36. При зарезках боковых стволов отмечается отсутствие выработки запасов нефти в кровельной части пласта.

Анализ результатов исследований по определению коэффициентов текущей нефтенасыщенности пласта БС₁₈₋₂₀ (исследовано четыре скважины опорной сети и привлечены данные электрометрии скважин, пробуренных в 2004 – 2005 годах) показал, что средневзвешенный коэффициент вытеснения изменяется в диапазоне от 0 до 0.29.

2.2 Анализ показателей работы фонда скважин

Технологической схемой разработки (1991г.) предусматривалось бурение 1192 скважин, в том числе: 386 добывающих, 186 нагнетательных, 5 специальных и 615 резервных на запасы категории С₁ и на запасы категории С₂ 148 скважин, в том числе: 115 добывающих, 33 нагнетательных.

По состоянию на 1.01.2004г. из проектного фонда, начиная с 1992 года, пробурено 538 скважин, в том числе 439 добывающих (104 из резервного фонда), 99 нагнетательных под закачку (из 4 резервного фонда).

На балансе предприятия на 1.01.2004г. числится 2626 скважин при утвержденном проектом фонде 2938 скважин. Эксплуатационный фонд составляет 2297 скважин, в том числе: добывающих – 1711, из них 6 горизонтальных, нагнетательных – 586. Коэффициент использования эксплуатационного фонда: добывающего – 0.87, нагнетательного – 0.85. Коэффициент эксплуатации действующего добывающего фонда – 0.97, нагнетательного – 0.91.

В бездействующем фонде числится 317 скважин (добывающих – 207, нагнетательных – 110), что составляет 13.8% от эксплуатационного фонда. В неработающем фонде числится 149 скважины, в том числе: в консервации – 26 скважин, в пьезометрическом фонде – 123 скважины. Таким образом, на 1.01.2004г. имеет место следующее распределение фонда скважин: фонд скважин, всего – 2626 (100%); в том числе эксплуатационный фонд – 2297 (87.5%); неработающий фонд - 149 (5.7%); специальный фонд - 11 (0.4%); ликвидировано - 169 (6.4%).

Сведения о состоянии фонда скважин на 01.01.2011 приведены в таблице 2.1 в приложении. Согласно этим данным на 01.01.2011 в фонде добывающих скважин числится 1892 скважины, из которых 1364 действующие, 93

бездействующие, 124 ликвидированные, 125 в консервации; в фонде нагнетательных скважин числится 730 скважин, из которых 49 бездействующих, 54 ликвидированные, 1 скважина в консервации; 6 скважин в контрольном фонде; 30 водозаборных скважин, из которых 2 бездействующие и 22 ликвидированных; 19 газовых скважин с 2 ликвидированными.

Динамика фонда скважин приведена на рисунке 2.2

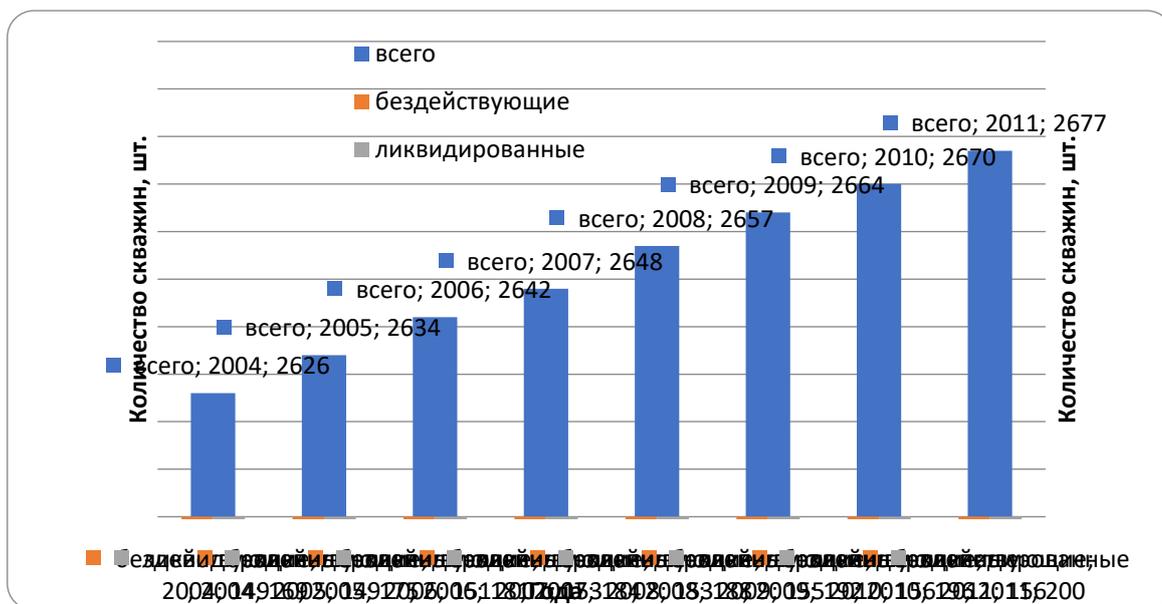


Рисунок 2.2 Динамика фонда скважин

Эффективность бурения и эксплуатации боковых стволов:

В 1994 году на месторождении из аварийной скважины №1511 был забурен наклонно-направленный боковой ствол. Массовое бурение боковых стволов осуществляется в аварийных, высокообводненных (низкодебитных по нефти) скважинах с 2001 года.

По состоянию на 1.01.2009г. боковые стволы пробурены в 95 скважинах, в том числе в 71 скважине пробурены боковые стволы с горизонтальными окончаниями. Длина горизонтальных участков составляет 107 – 461 м при среднем значении ~ 300м.

По результатам эксплуатации установлена более высокая эффективность применения боковых горизонтальных стволов по сравнению с традиционными стволами: средний дебит по нефти горизонтальных стволов составляет 22 т/сут при среднем дебите наклонно-направленных стволов – 11 т/сут.

Высокая эффективность применения горизонтальных стволов объясняется

более широкими геолого-технологическими возможностями по подключению в активную разработку запасов нефти продуктивных интервалов слабодренируемых основным стволом.

С начала разработки из боковых стволов добыто 1140.3 тыс.т нефти, в том числе в 2009 году – 959.4 тыс.т.

Анализ эффективности различных способов ввода скважин на пласт показывает, что накопленные отборы нефти из боковых стволов ачимовской пачки выше отборов скважин, пробуренных или переведенных на другие пласты.

Считаю, что перспектива доработки месторождения связана в первую очередь с бурением боковых горизонтальных стволов.

2.3 Анализ выполнения проектных решений

Месторождение введено в разработку в 1974 году и с 1982 по 1990 год находилось в стадии стабилизации уровня добычи. С 1991 года началось снижение добычи нефти, которое продолжалось до 2000 года. Благодаря активно проводимым в 2005 – 2006 гг. ГТМ (ГРП и бурение боковых стволов, в основном на низкопроницаемые залежи БС₁₆, БС₁₈ и ЮС₂) добыча нефти на месторождении снова начала расти. Но в 2008 году проведение также большого количества ГТМ не позволило удержать добычу нефти даже на уровне 2007 года. В связи со снижением эффективности ГТМ вследствие сокращения извлекаемых запасов в 2008 году добыча нефти начала снова снижаться.

Разработка осуществлялась на основании Технологической схемы, составленной СибНИИНП в 1990 году (протокол ЦКР № 1426 от 18.04.91). Из-за значительных расхождений между проектными и фактическими показателями разработки месторождения в ноябре 2004 года институтом СургутНИПИнефть был защищен «Анализ разработки» (протокол ЦКР №3269 от 28.10.2004). Данным проектным документом были утверждены технологические показатели разработки до 2008 года. Сравнение фактических и проектных показателей приведено в таблице 2.2 в приложении.

В эксплуатации находятся 6 объектов:

Пласт АС₇. Обеспечивает 10,3% добычи месторождения. В 2008 году,

добыто – 436,8 тыс.т нефти (проект – 382,9 тыс.т). Дебит жидкости 9,5 т/сут при проектном – 9,1 т/сут, дебиты нефти – 3,9 т/сут, при проектных – 3,4 т/сут. Малодебитный фонд (дебит жидкости менее 5 т/сут.) составляет 183 скважин (51% эксплуатационного фонда). Основная причина - плохие коллекторские свойства пласта. Все традиционные методы интенсификации притока испытаны. В 2008 году было проведено 15 ГРП - прирост дебита нефти 12,2 т/сут. на 1 скв., работы были продолжены и в 2008 году. Также пробурено 4 боковых, горизонтальных ствола – прирост дебита 29,1 т/сут, в том числе в одной скважине (6007) пробурено 3 ответвления на депрессии средний дебит по скважине составил 61,9 т/сут. На 2009 год производится бурение еще 17 боковых стволов. Кроме того, рассматривается бурение ответвлений на депрессии в одной скважине.

Потерь добычи, связанных с энергетическим состоянием залежи нет. Пластовое давление по состоянию на 1.01.2009 год – 188,6 атм, т. е. на уровне начального.

Для снижения высокой текущей компенсации на некоторых участках, ежегодно составляется и реализуется программа работ по регулированию закачки.

Пласт АС₈ - газонефтяная залежь, разрабатывается в пределах водонефтяной и нефтегазовой части залежи;

В залежи сосредоточены 53% всех ТИЗ Быстринского месторождения. Добыча нефти за 2008 год 1279,2 тыс.т (проект – 1168,3 тыс.т), добыча жидкости – 7643,2 тыс.т при проектном уровне – 7583,4 тыс.т.

Пласт полностью разбурен. Эксплуатационный фонд добывающих скважин – 615 (при проектном 616), нагнетательных – 179 (проект 182).

Основной способ эксплуатации - ШГН. Имеется несколько неустойчиво фонтанирующих скважин с высоким газовым фактором (ВГФ).

Для снижения темпов падения добычи нефти на объекте проводится большой объем работ по приобщению ранее неперфорированных интервалов, по форсированию добычи жидкости, регулированию закачки, организации барьерного заводнения, 20 скважин переведены с обводненных нижележащих

пластов. В 2008 году на 10 скважинах были проведены ГРП (прирост дебита нефти – 9,6 т/сут) и в 8 скважинах произведено бурение боковых горизонтальных стволов, средний прирост дебита нефти составил 31,3т/сут. В 2009 году провели 8 операций ГРП и пробурили 10 боковых горизонтальных стволов.

Ежегодно проводимые работы по регулированию отбора и закачки позволили снизить пластовое давление, но оно все равно выше первоначального на 2 атм .

Пласт АС₉ - газонефтяная залежь с площадной 9-тигочечной системой разработки. Пласт АС₉. Обеспечивает 7,6% всей добычи нефти месторождения. В 2008 году было добыто 322,8 тыс.т нефти (проект – 327 тыс.т) и 2314,6 тыс.т жидкости при проектном уровне – 2632 тыс.т. С начала разработки отобрано 7525,5 тыс.т нефти (82% от НИЗ). Обводненность добываемой продукции – 86,1%. Фонд добывающих скважин – 164, при проектном - 168, фонд нагнетательных скважин - 40, при проектном - 40. Благодаря большому объему ГТМ (форсирование добычи жидкости, регулирование закачки, выравнивание профилей приемистости, ГРП), начиная с 2001 года, по пласту наблюдается рост добычи нефти. В результате проводимых работ дебиты нефти по пласту АС₉ 6,2 т/сут при проектных 6,1 т/сут. В 2008 году проведено 2 операции ГРП средний прирост составил 11,6т/сут, в 3-х скважинах пробурены боковые горизонтальные стволы средний прирост составил 34,5 т/сут. На 2009 год проводят 1 ГРП и бурение 3-х боковых горизонтальных стволов. Для поддержания пластового давления в 2008 году было закачано 1996,5 тыс.м³ воды. Текущая компенсация отборов закачкой – 78,3%, накопленная – 136,1%.

В летний период проводятся работы по регулированию закачки и снижению пластового давления в аномальных зонах, но пластовое давление остается по-прежнему выше начального на 1,5 атм.

Пласты БС₁ и БС₂ - высокопроницаемые нефтенасыщенные залежи с совместной эксплуатацией пластов в добывающих скважинах и отдельной закачкой, система разработки блоковая 3-хрядная. Пласты БС₁ и БС₂ подошли к 100% выработке утвержденных НИЗ. В 2008 году добыча нефти по ним составила 775,6 тыс.т при проектной –895. Обводненность добываемой

продукции по пластам БС₁ и БС₂ 94,3% и 92,8% соответственно. В 2008 году на 3 скважинах были пробурены боковые горизонтальные стволы, получен прирост дебита нефти 11,2 т/сут., на 2009 год пробуривается 1 боковой ствол с горизонтальными участками.

Текущая компенсация отборов закачкой по пластам БС₁ и БС₂ находится на уровне 98,7 и 92%, накопленная – 103,8 и 99,4 % соответственно. Текущее пластовое давление практически соответствует начальному.

Пласты БС₁₆₋₁₇ и БС₁₈₋₂₀ - низкопроницаемые нефтенасыщенные залежи с совместной эксплуатацией пластов и отдельной закачкой, система разработки площадная 9-тигочечной.

С 2001 года на объекте проводится большое количество мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти. В основном это бурение боковых стволов и ГРП. Боковые стволы с горизонтальными участками были пробурены в 7 скважинах и получена дополнительная добыча нефти 37,8 тыс.т (прирост дебита нефти – 24,5 т/сут). Всего на данном объекте пробурено 73 боковых ствола. Постепенно фронт работ по бурению боковых стволов переносится с объекта БС₁₆₋₁₈ на другие пласты и в 2009 году проводят ГРП всего на 3 скважинах и ЗБС на 9 скважинах. ГРП в 2008 году были сделаны на 7 скважинах с дополнительной добычей 37,8 тыс.т или приростом дебита на скважину 14,3 т/сут. Эффективность ГРП со временем снижается, т.к. набор скважин с высокими потенциальными возможностями ограничен и в настоящее время практически исчерпан. В результате снижения эффективности и сокращения мероприятий по объекту БС₁₆₋₂₀ в 2008 году снова началось снижение добычи нефти, за год добыто 1270,1 тыс.т что на 54тыс.т меньше чем в 2007год. Несмотря на снижение добычи с данного объекта добывается 29,9% от добычи месторождения. Среднегодовая обводненность добываемой продукции по объекту – 59%.

По пластам БС₁₆₋₂₀ на 1.01.2009 года добыто 94% от НИЗ, за счет большого количества проведенных ГТМ конечный КИН будет выше заложенного в подсчете запасов.

Пластовое давление по пластам БС₁₆ и БС₁₈ остается на уровне начального. Реализуется программа по регулированию объемов закачки на объекте БС₁₆₋₁₈. Она включает в себя мероприятия по перераспределению закачиваемой воды, повышению давления нагнетания на кустах и ОПЗ, ГРП на нагнетательных скважинах. Текущая компенсация по пластам БС₁₆ и БС₁₈ в четвертом квартале 2004 года составила 131,6 и 117,8% соответственно.

Пласт ЮС₂- низкопроницаемая нефтенасыщенная залежь с площадной 9-ти точечной системой размещения скважин по сетке 400 × 400 м.

В 2008 году добыто 160,1 тыс.т нефти, при проектной добыче – 223,9 тыс.т. Рост добычи по пласту прекратился в связи с отсутствием ГТМ в 2009 году был пробурен 1 боковой ствол под нагнетание и 1 ГРП в нагнетательной скважине.

Эксплуатационный фонд 51 скважина при проектном 52. Пластовое давление на уровне первоначального, компенсация 111,6%. На увеличение закачки направлен ряд мероприятий перевод скважин под нагнетание, увеличение давления нагнетания, ОПЗ нагнетательных скважин и т.д.

Всего за 2009 год на месторождении добыто 4244,7 тыс.т нефти, что ниже проекта на 74,3 тыс.т и составляет 50 % всей добычи НГДУ. Добыча жидкости составила – 25961 тыс.т при проектной – 26827тыс.т. Средний дебит нефти действующей скважины – 8,1 т/сут (проект – 7,7 т/сут), жидкости – 49,6 т/сут, что выше проектного на 1,5 т/сут.

Среднегодовая обводненность продукции 83,7 %, что на 0,2 % ниже заложенной в проектном документе.

Фонд добывающих скважин - 1620 при проектном 1702. Фонд нагнетательных скважин - 586 при проектном - 593.

С начала разработки на месторождении отобрано 123170,5 тыс.т нефти или 78,8% от начальных извлекаемых запасов. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов составляет 2,7%, от текущих 11,3%.

В 2009 году для поддержания пластового давления в целом по месторождению закачано 27358 тыс.м³ воды. Текущая компенсация отбора закачкой по состоянию на 1.01.2006 год составила 88,2%, накопленная – 107,6%.

Выводы и рекомендации (Conclusions and recommendations)

Можно выделить мероприятия по улучшению состояния разработки Быстринского месторождения:

1. Оптимизация системы ППД: ограничение закачки воды в зонах с аномально высоким пластовым давлением, увеличение давления нагнетания, выравнивания профиля приемистости, нестационарное заводнение.

2. Продолжить работы по интенсификации притока на пластах с низкими коллекторскими свойствами (бурение боковых стволов, большеобъемные кислотные обработки, ГРП (в т.ч. массированные)).

3. Для повышения эффективности бурения боковых стволов проводить замеры кривизны гироскопом по всем скважинам в рассматриваемой зоне, несмотря на кажущееся понятным геологическое строение пласта, или заранее планировать бурение пилотного ствола

4. Обеспечить достоверный учет газового фактора на скважинах пластов группы АС.

5. Для сокращения непроизводительных отборов жидкости продолжить работу со скважинами, эксплуатация которых нерентабельна по экономическим причинам.

6. Продолжить работы по вовлечению в разработку неперфорированных верхних нефтенасыщенных толщин пласта АС8.

Список литературы (References):

1. В.Р. Акчурин, А.Р. Башаров, Е.В. Добрынин Газовая промышленность Спецвыпуск № 1 (782) Новые технологии и оборудование ковыктинское ГКМ - опытный полигон для испытания мембранных технологий извлечения гелия
URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kovyktinskoe-gkm-opytnyy-poligon-dlya-ispytaniya-membrannyh-tehnologiy-izvlecheniya-geliya> Режим доступа: свободный
2. А.И. Ильин, А.Г. Вахромеев, С. А. Сверкунов, А.В. Поспеев, И.В. Горлов Пути прогноза горно-геологических условий бурения на ковыктинском газоконденсатном месторождении URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/puti-prognoza-gorno-geologicheskikh-usloviy-bureniya-na-kovyktinskom-gazokondensatnom-mestorozhdenii>
3. Руководство по добыче, транспорту и переработке природного газа / Д.Л. Катц, Д. Корнелл, Р. Кобаяши, Ф.Х. Поеттманн, Дж. А. Вери, Дж. Еленбаас, Ч.Ф. Уайнауг. – М.: Недра, 1965. – 531 с.
4. Ковыктинское месторождение. Официальный сайт «Газпром». Дата обращения: 9 сентября 2022. URL: <https://www.gazprom.ru/projects/kovyktinskoye/>