

Введение

Аттестационная работа содержит:

Список литературы включает:

Ключевые слова:

Скважины, в течении всего своего периода использования и работы подвергаются множеству физико-химических, биологических и иным изменениям в силу разнообразия геологических и технологических условий.

Все данные параметры оказывают влияние на гидропроводность призабойной зоны пласта.

В процессе бурения скважины, ее ремонта и эксплуатации происходит снижение проницаемости, причинами которых являются:

- технологии бурения, цементирования и вскрытия пластов являются несовершенными
- глушение скважин производится растворами, несоответствующего качества, тех.жидкостями с содержанием механических примесей
- осаждение солей, твердых взвешенных частиц и иных примесей в зоне дренирования скважины.

Снижение проницаемости скважин приводит к самоотключению части нефтенасыщенных проплатков а также консервации активных геологических запасов, что сказывается негативным образом на их продуктивности и конечной нефтяной отдаче и в целях их повышения применяются различные методы воздействия на призабойную зону пласта.

Выбор метода воздействия должен быть основан на тщательном исследовании термодинамический условий призабойной зоны, а также его состояния и состава.

Объектом аттестационной работы являются различные методы воздействия на призабойную зону пласта в Самотлорском месторождении.

Целью аттестационной работы является анализ различных методов воздействия на пласт с дальнейшим выбором наиболее эффективного и экономически обоснованного метода.

Задачи аттестационной работы:

- рассмотрение применяемых методов воздействия на призабойную зону пласта скважины
- оценка эффективности методов воздействия на призабойную зону пласта
- выбор наиболее эффективного и выгодного метода из рассмотренных.

Областью применения аттестационной работы являются скважины с низким коэффициентом извлечения нефти.

Глава 1. Характеристика Самотлорского месторождения

1.1. Географическое положение и история освоения Самотлорского месторождения.

На территории России насчитывается более десятка крупных месторождений нефти разработка которых позволила России занять второе место в мире по нефтедобыче. Крупнейшим нефтяным месторождением в России является Самотлорское месторождение (Самотлор), которая входит в десятку и в мировом масштабе.

Самотлорское нефтегазовое месторождение географически находится в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа в районе озера Самотлор, в честь которого месторождение и получило свое название (рис 1.1).



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ Самотлорского месторождения.

Территория месторождения представлена озерно-аллювиальной равниной, которая сложена с поверхности в основном среднесугленистыми

отложениями покрова, которые представлены озерно-слоистыми глинами. Можно отметить наличие большого количества песчаных плесов в долинах рек.

Рельеф местности месторождения является слабо пересеченным и является слабо расчлененной моренной равниной с пологими формами рельефа, которые в большей степени своем разрушены в силу денудационных процессов.

Размеры месторождения огромные: около 47 километров с запада на восток и 78 километров с севера на юг. Площадь лицензионного участка составляет 2516.9 квадратных километров [1] и расположена на водоразделе правых притоков реки Обь, к гидрографической сети которой и принадлежит Самотлорское месторождение.

Реки на правом разделе притоков Оби являются типично-таежными с небольшим уклоном продольного профиля: Куйеган, Котуреган, Ершовая, Катгунъеган, Эгтльгунъеган, Оленья и другие.

В силу их медленного течения и слабого тока наблюдается сильная заболоченность пойменных участков. По характеру водного режима речная сеть месторождения относится к рекам весеннего половодья с паводками в весеннее время года.

Также на территории месторождения имеются большое количество озер, крупнейшими из которых являются: Самотлор, Кымыл-Эмитор, Белое, Окунево, Калач, Проточное и другие. Большинство из этих озер и болот не промерзают в зимний период.

Характерное островное развитие реликтовой мерзлоты обусловлено тем, что территория Самотлорского месторождения входит в южную геокриологическую зону.

В районе месторождения имеются большие торфяные запасы, а также запасы песка, глин, гравия, используемые в целях обустройства месторождения, строительства дорог и оснований для кустового бурения.

Поблизости от Самотлорского месторождения также расположены Аганское, Ермаковское, Лорьеганское и Мало-Черногорское месторождения.

В 1965 году Мегионско й экспедицией Главтюменьгеологии была открыта первая поисковая скважина, которая была пробурена в южной части Тарховского вала в своде Самотлорского локального поднятия. Благодаря этой скважине получили доказательства промышленной продуктивности горизонты: БВ10, БВ8 и АВ4-5. А в следующем году девятой поисковой скважиной доказали продуктивность горизонта АВ1, а второй скважиной доказали продуктивность горизонта АВ2.

Геологоразведочные работы в Самотлорском месторождении проводили в три этапа:

- поисковый этап (1965-1966 гг.), результатом этапа стали открытие залежей нефти в горизонтах групп АВ и БВ;

- этап промышленной разведки (1967-1973 гг.), который завершился разведкой залежей в основных продуктивных горизонтах и последующей передачей месторождения нефтедобывающей организации.

- этап доразведки месторождения начался с 1974 г., который продолжается до настоящего времени.

Разведка и последующее освоение месторождения были осуществлены методами опережающего ввода в разработку самых продуктивных участков из разведанных площадей. Благодаря этому подходу удалось за короткий период увеличить объем геолого-промысловой информации путем бурения эксплуатационных скважин, сокращая время разведки месторождения.

В процессе этапа доразведки на месторождении решались следующие задачи:

- Уточнение контуры нефтеносности и связности залежей месторождения с соседними месторождениями

- Проведение проверок положительных заключений ГИС на предмет нефтеносности в целях открытия новых залежей

- Проведение доразведки уже открытых ранее новых залежей

- Перевод запасов в высокие категории.

Благодаря геологоразведочным работам в период 1973-1986 гг. были открыты залежи в юрских отложениях в сводовых частях Самотлорского и Белозорского структур.

Начиная с 1986 года в приоритет было поставлено задача оконтуривания залежей верхних продуктивных пластов в периферийных частях месторождения.

Изученность месторождения даже с учетом огромного объема бурения и положительных результатов разведочных работ является неодинаковой. Охарактеризованность пластов является довольно высокой в центральной части месторождения в которой сосредоточено эксплуатационное бурение.

В свою очередь в периферийных частях задачи контурных залежей и геологического строения все также не решены до настоящего времени.

Результатом бурения большого количества эксплуатационных скважин на месторождении стало понятно, что оно имеет сложное тектоническое строение, которое обусловлено наличием относительно небольших локальных структур и залежей, которые связаны с ними.

Наиболее полно изученными залежами пластов на месторождении являются следующие: АВ1-3 - АВ4-5, БВ8, БВ10. Это связано с тем, что освещенность геолого-геофизическими материалами снижается вниз по разрезу.

Первым проектным документом, составленным и утвержденным ЦКР в 1968 году по Самотлорскому месторождению, стала Технологическая схема разработки первоочередного участка (Протокол № 184 от 10.06.1968 года).

В процессе длительного периода эксплуатации количество открытых залежей выросло в десятки раз с постоянно пополняемым объемом информации об особенностях геологических и коллекторских пластовых свойствах, что стало причиной неоднократных внесенных изменений в уже принятые проектные решения.

1.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Геологический разрез Самотлорского месторождения (рис. 1.2) представлен палеозойскими (доюрскими) образованиями фундамента и крупной (3000м и более) толщиной мезо-кайнозойского осадочного чехла. Отложения палеозоя здесь представлены в виде сильно метаморфизованных глинистых, кремнисто-глинистыми сланцами и интрузивными породами.

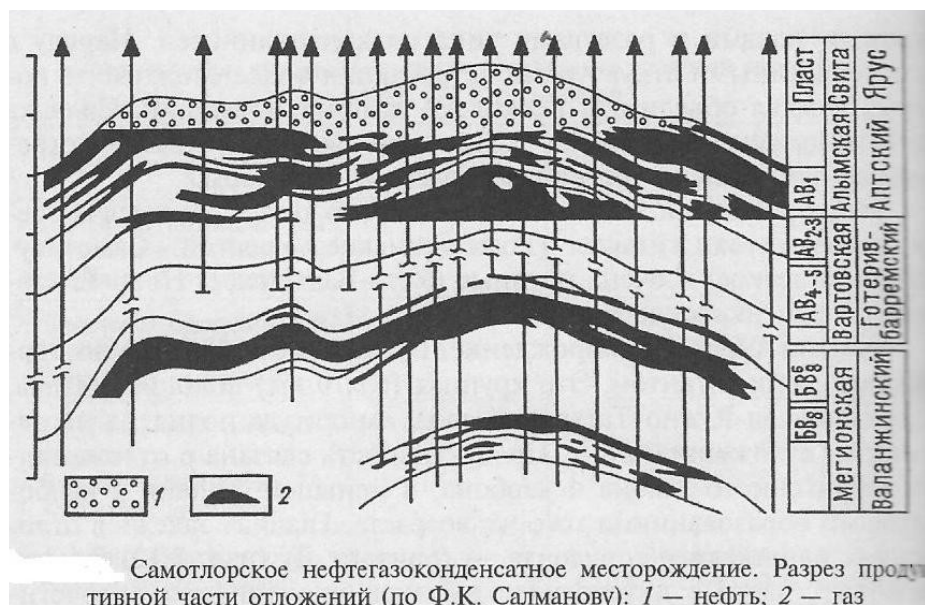


Рисунок 1.2 - Геологический профиль Самотлорского месторождения

Самотлорское месторождение имеет типичное для Приобья строение разреза осадочного чехла, включающего отложения юрского, мелового, палеогенового и других возрастов.

Месторождение расположено в центральной части Западно - Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого порядка Нижневартовского свода, которая находится в пределах Тарховского куполовидного поднятия.

Большое количество локальных структурных осложнений выделяются в пределах Самотлорской вершины. Самотлорское локальное поднятие, которое занимает центральную часть месторождения имеет неправильную форму, которое осложнено узким мысом северо-западного простирания удлинённостью в 4 километра с амплитудой в четверть километра.

Узкая грабенообразная ложбина отделяющая террасовидную юго западную периклиналь находящаяся непосредственно на юго-западе Самотлорского месторождения. В северо-западной части располагаются поднятия (Мартовское и Южно-Мартовское) с размерами немногим меньше 3 километров.

Продуктивная часть разреза на месторождении представлена отложениями поздней юры и мела. В процессе поисково-разведочного бурения залежи нефти и газа выявлены в пластах (сверху вниз) ПК1, АВ11-2, АВ13, АВ2-3, АВ4-5, АВ6, АВ7, АВ8, БВ01, БВ02, БВ1, БВ2, БВ3, БВ4, БВ71, БВ72, БВ80, БВ81-2, БВ83, БВ100, БВ101-2, БВ16, БВ17-18, БВ19, БВ20, БВ21-22, ЮВ1.

Продуктивные пласты АВ группы весьма сложны своим формированием, которая происходила преимущественно в прибрежно-морских условиях, в полузамкнутой зоне морского залива и лагун, а также дельтовые выносы палеорек.

Пласт АВ11-2

Этот пласт характеризуется довольно устойчивыми эффективными толщинами изменяющимися в целом от 0 до 30.4 метров. Для толщин, насыщенных нефтью являются характерными значения от 8 до 20 метров.

Пласт в разрезе имеет два различных типа строения, которые обладают разными геолого-промысловыми характеристиками:

- глинистые коллекторы типа «рябчик»
- слабоглинистые и слаборасчлененные песчаные тела, которые идентифицируются с барьерными палеобарами.

Большую часть пласта АВ11-2 занято первым «рябчиковым типом» и доля в нефтенасыщенном объеме этого типа коллекторов составляет около 80-85 процентов.

Самые высокопористые и массивные коллектора расположены в восточной части Самотлорского месторождения в Белозерском участке, и они распределены по всей ее толщине, тяготея к кровле пласта и середине.

Слабоглинистые коллекторы в свою очередь залегают отдельными пятнами с эффективной толщиной, не превышающей 2 метра.

Пласты АВ13 и АВ2-3

Эти пласты принадлежат к массивной толще палеодельтовых отложений которые имеют похожий вид строения. Для пластов, насыщенных нефтью наиболее характерны значения в диапазоне от 4 до 8 метров.

Для обоих пластов характерна тенденция по уменьшению эффективных коллекторов с юго-востока на северо-запад.

В пласте АВ13 наблюдается преобладание слабоглинистых коллекторов, которые составляют 79 процентов его нефтенасыщенного объема, при ее средней толщине в 4.4 метра. Сильно глинистые коллекторы составляют около 21% со средней нефтенасыщенной толщиной в 1.3 метра.

По пласту АВ2-3 в диапазоне нефтенасыщенности от 12 до 20 метров приходится около 58 процентов, а в диапазон от 8 до 12 метров приходится 23 процента. Данный пласт характерен самым низким из пластов АВ1-5 коэффициентом песчаности, которая равна 0,45.

В разрезе этого пласта можно выделить 4 основных цикла седиментации, которые характеризуются смещенными палеорусловых песчаных тел в отношении друг друга.

Пласт АВ4-5

Этот пласт в своей южной части характеризуется своим практически монолитным строением, в разрезе которого непроницаемые прослои являются уплотненными карбонатизированными песчаниками. В северном и северо-западном частях пласта идет постепенная глинизация, которая начинается с кровли и подошвы пласта. Средняя часть пласта остается слаборасчлененной, выше которой расположены частые прослаивания коллекторов непроницаемых разностей.

Эффективные толщи данного пласта в южной ее части достигают почти 70 метров, из которых толщи более 30 метров составляют более 75 процентов случаев, а толщи менее 4 метров около 6 процентов.

Пласт отличается довольно таки постоянной песчаностью, которая равна 0.6 с небольшими коэффициентами вариации. Нефтенасыщенные толщи составляют чуть больше половины случаев и имеют размер от 20 до 40 метров.

Пласты АВ6-8

Пласты, относящиеся к этой группе очень похожи по строению и основным элементом строения их, является довольно мощные слабодисперсионные песчаные тела шнурковой формы, которые переходят по латерали в переслаивание тонких песчаных и глинистых прослоев.

Эффективные толщи пласта АВ6 изменяются от 0.4 метра до 13 метров, но практически половина находится в районе 2-4 метров. Такая же картина наблюдается и для нефтенасыщенных толщин пласта.

Пласт АВ7 характеризуется эффективными толщинами от 1 до 19 метров, но чаще всего встречаются значения в диапазоне от 4 до 12 метров. Нефтенасыщенные толщины этого пласта находятся в пределах 0.4 до 17 метров, но наиболее частым являются значения до 4 метров, которые встречаются в 70 процентах случаев.

Пласт АВ8 имеет аналогичную картина с пластом АВ7. При колебании эффективных толщин пласта в диапазоне от 1.6 до 16.5 метров практически половина случаев находятся в диапазоне от 4 до 10 метров. Около 60 процентов случаев нефтенасыщенных толщин находятся в значениях менее 4 метров.

Пласты БВо - БВ7

В разрезах пласта можно заметить схожесть их строения, которые обусловлены подобием условий осадкообразования. Эффективные толщины пласта преобладают в диапазоне от 4 до 6 метров. Небольшие значения нефтенасыщенных толщин обусловлены лентообразной формой развития

монолитных песчаных тел и частым чередованием проницаемых песчаных пород и непроницаемых глинисто-алевролитовых образований.

Пласт БВ80

Для пласта в основном характерны эффективные толщины в диапазоне от 2 до 8 метров, а нефтенасыщенные имеют диапазон от 2 до 4 метров.

Восточная часть лицензионного участка пласта песчаное геологическое тело является более массивным по сравнению с западной частью, в силу довольно закономерного убывания толщин песчаников.

Чередование тонких прослоев коллектора с непроницаемыми глинисто-алевролитовыми породами характерны для областей с малыми толщинами, а области с эффективными толщинами свыше 5 метров представлены в виде монолитных песчаных тел, которые имеют покровную форму залегания.

Пласт БВ81-3

Эффективные толщины этого пласта характеризуются высокими и выдержанными значениями, для 62 процентов скважин, которые вскрывали этот пласт имеют эффективные толщины в диапазоне от 20 до 30 метров, а 35 процентов от 12 до 20 метров. Такая выдержанность толщин пласта также устойчивым типом его строения на обширных участках.

Для данного пласта характерны 3 типа строения. Первый тип, захватывающий около 20 процентов месторождения характеризуется мощной и выдержанной глинистой перемычкой толщиной от 4 до 10 метров. Вторым типом строения характерен для центральной части месторождения и песчаные породы в этой части приобретают отчетливую форму и довольно часто по ГИС они характеризуются как водонасыщенные даже на гипсометрически приподнятых участках.

Третий тип занимает всей северной части лицензионного участка и пласт БВ83 является практически полностью заглинизирован а пласт БВ81-2 разбит на ряд отдельных интервалов с глинистыми прослоями, сливающимися между собой в локальных участках.

Высокая степень латеральной выдержанности коллекторов является общим типом строения пластов 3 типа строения.

Пласт БВ100

Данный пласт залегает в виде обширной полулинзы в песчаных фациях, которые ограничены непроницаемыми породами с южной и западной сторон. Эффективные толщины в пределах пласта составляют в максимуме 14 метров, но в основном значения находятся в диапазоне от 2 до 4 метров и от 4 до 8 метров. Идентичные толщины практически характерны и для нефтенасыщенных толщин. Практически полностью (на 95%) площади пласта представляется как переслаивание песчаников с непроницаемыми породами и в основном коллектора тяготеют к верхней части разреза пласта.

Пласт БВ101-2

Этот пласт практически полностью заглинизирован в северной части, а в южной и центральной части залегает в песчаных фракциях.

В южной части пласта эффективные толщины достигают 36 метров и имеет место быть закономерное сокращение в северном направлении. Аналогичная эффективным толщинам закономерность происходит и во внутреннем строении пласта.

Практически полностью пласт сложен переслаиванием песчаных и алевролито-глинистых пород. В северной части пласт по строению похож на строение пласта БВ100, хоть и обладает большими толщинами. В южной же части есть четкая тенденция возрастания песчаности вверх по разрезу. Увеличение прерывистости залегания проницаемых слоев от кровли к подошве представляется общей чертой для всего пласта.

Пласты БВ16 - БВ21-22

Ачимовская толща нижнего мела представлена тонкими довольно сложным переслаиванием песчано-алевролитовых, а также глинистых пород, развитие характера которых были обусловлены условиями их образования. Пласт БВ21-22 состоит из 2 пачек и залегает в отложениях баженовской свиты. В белозерском участке залегают песчаные тела верхней пачки. С

востока на запад можно увидеть закономерность уменьшения толщин обеих пачек в субширотном направлении. Клинообразное изменение толщины является характерным для пласта БВ20 в направлении с востока на запад и в его пределах выявлены два седиментационных цикла которые представлены в виде отложений конуса выноса.

В строении пластов ачимовской пачки принимают участие три основных типа песчаных тел. Первый тип — это вытянутые песчаные тела, которые являются довольно мощными, идентифицируемые с устьевыми палеобарами. Второй тип представляет собой узкие и маломощные лентообразные песчаные тела распределительных каналов и к третьему типу относят покровные песчаные тела различной толщины.

Эффективные толщины всех пластов пачки широко варьируются и изменяются, и половина случаев приходится на диапазон от 4 до 12 метров. Для нефтенасыщенных толщин характерен диапазон от 2 до 8 метров.

Пласт ЮВ1

Отложения юра разбурены в виде редких неравномерных сеток скважин, что дало определенное осложнение проведению детальных корреляций этих отложений по всей площади участка пласта. Наиболее полно изученным участком пласта является центральная часть в Сенчинской и Новогодней площадях в юго западной части Самотлорского месторождения. В разрезе пласта выделяются три пачки коллекторов, которые получили индексацию сверху вниз: ЮВ1, ЮВ12 и ЮВ13. Нижняя пачка является практически полностью водоносной и не является интересным для разработки. В целом эффективные толщины пласта ЮВ1 изменяются в диапазоне от 1.2 метра до 42 метров, однако преобладающим является диапазон от 4 метров до 30. Для нефтенасыщенных толщин преобладают значения от 4 до 12 метров. В целом латеральная выдержанность этого пласта является высокой и сам пласт является довольно простым по строению.

Геологические и физические параметры продуктивных отложений месторождения представлена в таблицу 1.1.

Показатели	Пласты					
	АВ ₁ ¹	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	БВ ₈	БВ ₁₀
Стратиграфия	Алымская свита аптского яруса		Вартовская свита готерив-барремского яруса нижнего мела		Мегионская свита валанжинского яруса	
Глубина залегания	1670	1680	1700	1750	2100	2200
Площадь нефтеносности, км ² Тип залежи	1142	1068,5	1058,75	430,25	771,5	542,75
	Пластосводовый					Пластосводовый литологическим экраном
	Терригенный					
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	8,5; 4,	4,9; 1,9	9,3	18,3	17,3	7,9
Пористость, %	23,7	23,1 – 27,7	26,7	27,2	22,9	21,4
Проницаемость, мкм ²	0,196	0,077 – 0,40	0,169 – 0,42	0,509 – 1,42	0,309 – 0,38	0,034 – 0,103
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,52	0,5 – 0,66	0,64	0,71	0,7	0,56
Коэффициент продуктивности, 10 ⁻¹ м ³ (сут.МПа)	–	8,92	12,47	3,19	21,56	3,03
Начальное пластовое давление, МПа	16,8	17,6/16,8	17,6/16,8	17,6/17,0	21,1/20,4 7	21,7/21,42
Пластовая температура, С	8	58,	57,	58,	71,3	74,6

Коллекторские свойства пород месторождения определяются геофизическим исследованием скважин, а также лабораторными исследованиями по керну, которые характеризуются параметрами, приведенными в таблице 1.1.

Таблица 1.1. - Коллекторские свойства пород

Пласт	Гранулометрический состав пород	Пористость m	Проницаемость Дарси	Коэффициент продуктивности К, т/сут МПА	Нефтесыщенность S _n
АВ ₁	0,002-0,632	0,27	0,190	7,8	0,640
АВ ₂₋₃	0,004-0,665	0,27	0,515	10,7	0,269

AB ₄₋₅	0,017-0,574	0,27	0,869	24,4	0,258
BB ₈	0,030-0,565	0,23	0,506	15	0,358
BB ₁₀	0,034-0,524	0,21	0,165	4,3	0,251

Продуктивные пласты в основном представлены в виде песчано-алевролитовых коллекторов с межзерновой пористостью, с преобладающим значением.

1.3. Сведения о запасах и свойства пластовых флюидов

Запасы Самотлорского месторождения в настоящее время состоят на балансе двух организаций: ОАО "Самотлорнефтегаз" которая является дочерней компанией ПАО «НК «Роснефть».

Месторождение является многопластовым и выявлено 50 продуктивных пластов и 305 залежей углеводородов (Г-1, ГН-6, НГК-4, Н-294). Максимальной площадью нефтеносности обладают пласты АВ11-2 и составляет 6540 километров, а этаж нефтеносности от ЮВ1 до ПК1 составляет 1600 километров.

За последние 5 лет благодаря работе геологов с применением современных методов были открыты порядка 15 залежей в юрском и ачимовских отложениях.

Запасы Самотлорского месторождения на текущий момент состоит на балансе ОАО «Самотлорнефтегаз» дочерней компании ПАО «НК Роснефть».

Схема районирования локальных структур Самотлорского нефтяного месторождения представлена на рисунке 1.4.

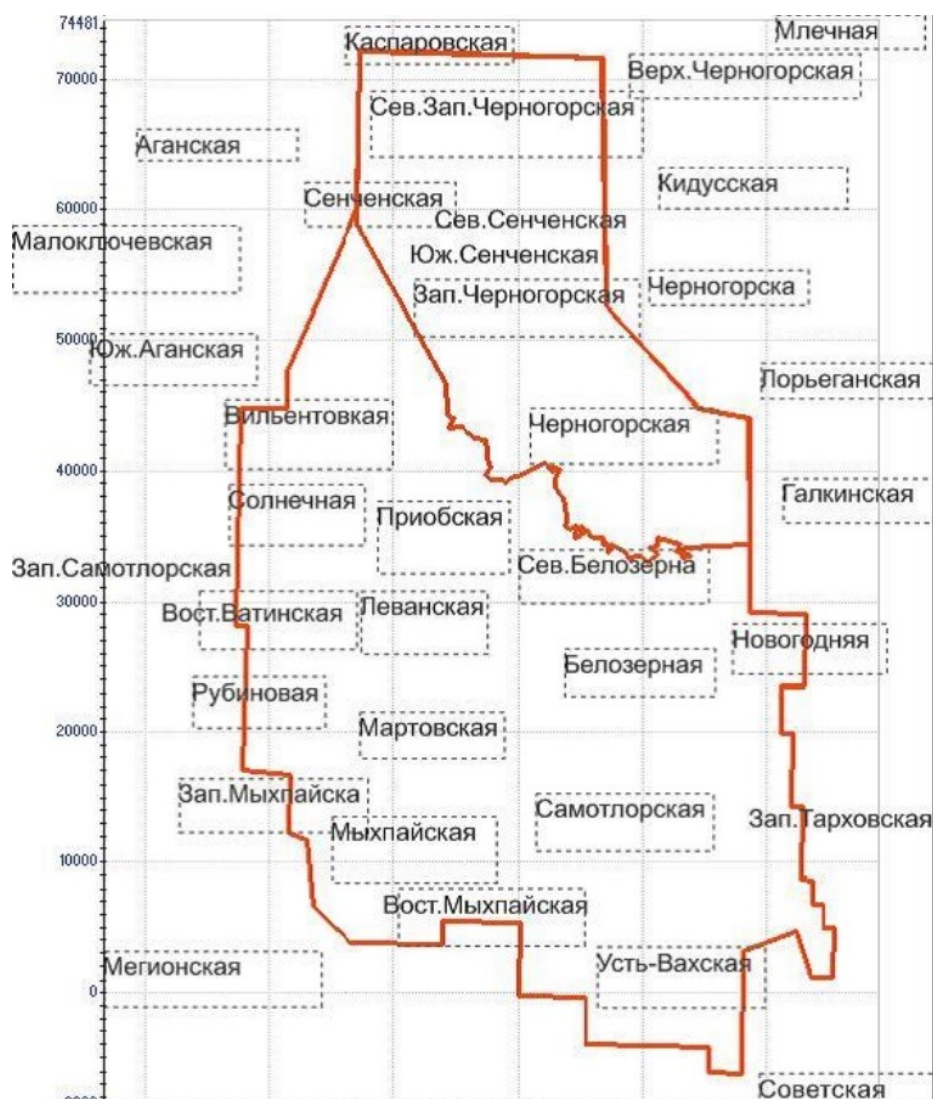


Рисунок 1.3. – Самотлорское месторождение. Схема районирования локальных структур

С момента выполнения и утверждения проекта разработки месторождения запасы углеводородов в нем пересматривались трижды.

Согласно протоколу ФАН от 2008 года были рассмотрены и утверждены изменения по запасам нефти и растворенного газа по пластам АВ11-2, АВ13 (Усть-Вахская площадь, скв. 170П), БВ101-2 (Мыхпайская площадь, скв. 1157Е-2) и ЮВ1 (Мартовская залежь, р-он скважины 39988).

Начальные геологические запасы нефти по месторождению, утвержденные ГКЗ РФ и числящиеся на начало 2008 года составляют по категории АВС1- 7118942 тысяч тонн, категории С2-106746 тысяч тонн.

Запасы растворенного газа составляют по категории 516117 миллион кубометров, категории С2 7893 миллион кубометров.

Согласно утвержденным ГКЗ РФ извлекаемые запасы нефти составляет по категории С1 3574168 тысяч тонн, а по категории С2 33255 тысяч тонн.

Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки указаны на рисунке 1.4.

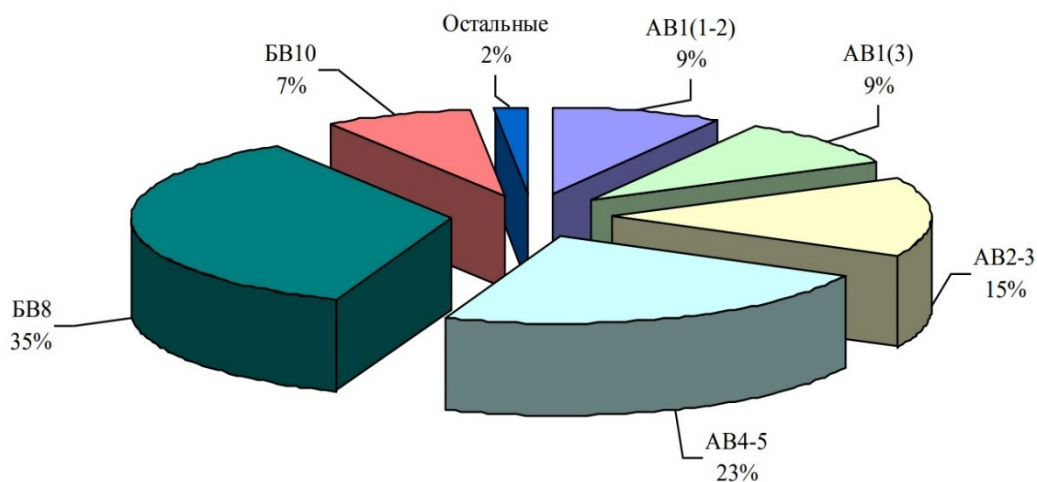


Рисунок 1.4. - Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка.

Как видно из рисунка 1.4. крупнейшим на месторождении является объект BV8, с долей в 35 процентов из начальных извлекаемых запасов месторождения, а на долю группы пластов АВ (AV2-3 и AV4-5) содержат 15% и 23 % соответственно из суммарных начальных извлекаемых запасов.

Распределение остаточных запасов месторождения приведено на рисунке 1.5.

Наибольшее количество остаточных запасов сосредоточены на объекте AV1 1-2 – 33 % от общего количество запасов и в повышении эффективности разработки именно этого объекта будет в значительной степени технологические показатели месторождения в дальнейшем. От 12 до 16 процентов распределения остаточных запасов приходится на пласты группы АВ (AV1 3, AV2-3, AV4-5) и объект BV8.

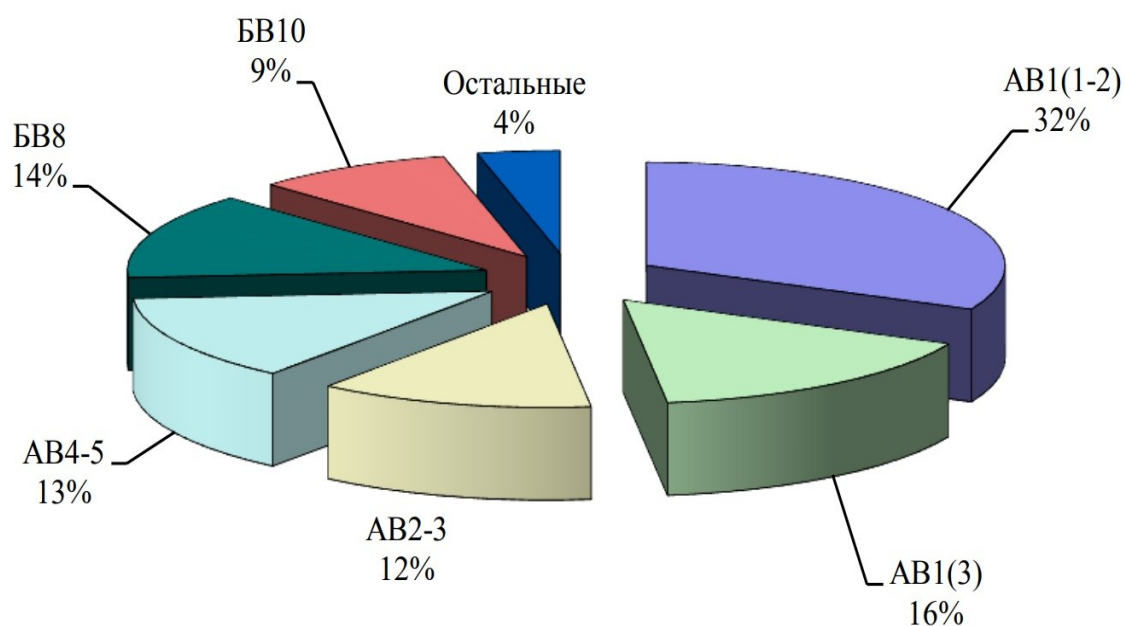


Рисунок 1.5 - Распределение остаточных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка.

По составу группы нефти месторождения относятся к смешанному типу с преобладанием метановых которые составляют около 40-50 процентов и примерно равным соотношением нафтеновых и ароматических углеводородов. По своим товарным свойствам нефти относятся к классу высокосернистых и подклассу малосмолистых горизонты ЮВ1-БВ10 и смолистых в остальных в остальных горизонтах.

Все горизонты по содержанию в нефти парафина за исключением горизонтов АВ4-5 относятся к высокопарафинистым. Нефти горизонтов АВ4-5 в свою очередь относят к умеренно парафинистым.

По газонасыщенности пластовых нефтей показания составляют 104 – 107 м³/м³, а вязкость нефти в пластовых условиях равна практически 1.7 мПа*с.

Пластовые воды горизонтов месторождения относятся к хлоркальциевому типу с довольно высоким содержанием в них ионов кальция и низким гидрокарбонатным содержанием.

В целях поддержания пластового давления используются поверхностные воды, которые привели к тому что сформировались нестабильные воды. Результатом этого является отложение карбонатных

солей на подземном и наземном оборудовании и в системах подготовки нефти.

Состав нефти, пластовых вод, а также газов по залежам, пластам, основные физические свойства пластовых флюидов представлены в таблицах 1-3.

Таблица 1. - Физико-химические свойства пластовой нефти и фракционный состав разгазированной нефти.

Наименование	АВ ₁	АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	АВ ₆	БВ ₈ ⁰	БВ ₈ ¹⁻²	БВ ₈ ³	БВ ₁₀ ⁰	БВ ₁₋₂ ¹⁰	ЮВ ₁
Плотность При 20°С, кг/м ³	853	842	854	853	884	872	842	846	842	842	842	855
Вязкость При 20°С, мПа·с	8,3	5,6	7,5	7,5	18,2	10,3	5,3	5,8	5,6	4,6	4,6	7,3
Газовый фактор, м ³ /т	68,2	64,4	81,9	68,7	55,8	-	70,5	70,5	70,5	71,2	71,2	69,8
Давление насыщения, МПа	10,3	8,4	10,7	11,6	13,3	-	10,1	10,3	10,6	10,4	10,2	10,4
Содержание, %:												
Серы	1,4	1	1,2	1,1	1,3	-	1,2	1	1	1	1	0,9
Смол	5,5	4,8	5,3	6	6,8	3,8	4,9	5,3	5,3	4,4	4,4	6,7
Асфальтенов	1	1,7	1,7	2	2,8	1,7	1,2	1,4	1,4	1,5	1,5	1,9
Парафина	-	-	3,8	4	1,9	2,7	4,6	3,6	3,6	3,5	3,5	3,1
Начало кипения, °С	65	57	63	52	75	86	55	55	55	52	52	84
Фракционный состав, %, до °С:100	6	5,5	6	7,5	3,5	1	7	7	7	7	7	2
200	28	29,5	28	28,5	21,5	25	31	30,5	30,5	31,5	31,5	28
300	50	50,5	49,5	50	43,5	45	54	52	52	54	54	52

Таблица 2 - Свойства и компонентный состав газа.

Наименование	АВ ₁	АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	БВ ₈ ⁰	БВ ₈ ¹⁻²	БВ ₈ ³	БВ ₁₀	ЮВ ₁
Относительная плотность	0,84	0,93	0,87	0,86	0,756	0,94	0,93	0,92	0,91	0,89
Молекулярная масса	20	22	20,6	20,6	18,2	22	22	22	21,9	21,3
Диоксида углерода	0,14	0,17	0,18	0,19	1,28	0,28	0,36	0,3	0,31	0,62
Азота	1,01	1,25	1,06	0,88	0,23	1,22	1,66	1,4	1,61	2,31
Метана	85,8	82,9	83,8	84,6	93,4	77,8	77,1	78,5	78,7	80,1
Этана	3,4	4,19	3,69	3,67	1,24	5,7	6,67	5,64	6,17	5,69

Пропана	5,03	6,14	6,22	5,81	1,46	9,37	8,77	8,5	7,75	6,53
---------	------	------	------	------	------	------	------	-----	------	------

Таблица 3. - Свойства и состав воды по пластам

Параметр	АВ ₁	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	АВ ₆₋₇	БВ ₈	БВ ₁₀	ЮВ ₁
Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	1004	1008	1009	1009	1018	1004	997
Общая минерализация, г/л	19,3	25,0	25,6	22,9	27,4	29	26,6
Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	0,51	0,51	0,51	0,52	0,44	0,43	0,4
Газосодержание, м ³ /т	2,22	2,12	2,14	2,1	2,43	2,44	2,43

В качестве выводов можно отметить довольно слабую изученность пластовых флюидов в целом по всему месторождению. Параметры, которые были выбраны в процессе подсчета запасов являются недостаточно полно обоснованными материалами изучения продукции скважин.

В целях повышения надежности прогнозируемых технических и экономических показателей разработки нужно предусмотреть первоочередной комплекс организационных и технических мероприятий по обеспечению отбора и исследования глубинных проб и повышения достоверности исходных параметров продукции скважин.

Глава 2. АНАЛИЗ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ

2.1 Анализ показателей разработки объекта Самотлорского месторождения.

На текущий момент в границах участка в эксплуатации находятся 18 объектов разработки, которые разрабатываются и находятся на разных стадиях разработки. Рассмотрим некоторые из них:

- Объект АВ¹⁻². Семиточечная и обращенная система разработки. Расстояния между скважинами в ней в диапазоне от 400 до 600 километров.

- Объект АВ₁³. Система разработки является рядной с 3 и 5 эксплуатационными рядами с его переходом к блочно-замкнутой.

- Объект АВ₂₋₃. Система разработки объекта аналогична системе разработки объекта АВ₁³, которая трансформировалась в блочную с процессом эксплуатации. Чтобы отсечь газовую шапку на объекте было организовано барьерное заводнение в виде 2 кольцевых рядом нагнетательных скважин в подгазовую зону. Для интенсификации системы заводнения в зонах, относящихся к низкопродуктивным предусмотрены очаговые скважины.

- Объект АВ₄₋₅. Система разработки аналогичная системе разработки объекта АВ₁³.

- Объект АВ₆₋₈. Данный объект разработки относится к разряду малых и зависимых объектов в которой нет какой-либо определенной системы расположения скважин. Система воздействия на пласт характеризуется как очагово-избирательная.

- Объект БВ₀₋₄. Объект также можно отнести в разряд малых и зависимых, разработка которой ведется на естественном режиме без поддержания пластового давления.

- Объект БВ₇. Объект относится к малым и зависимым, и разработка ведется при помощи одной добывающей скважины.

- Объект БВ₈. Система разработки является блоковой трех или

пятирядной, а в низкопродуктивных зонах БВ⁰ и БВ³ используется семиточечная площадная система которая усилена очаговым избирательным заводнением.

- Объект БВ₁₀. Система разработки является блоковой с тремя и пятью эксплуатационными рядами, которая трансформировалась в однорядную систему с усилением через очаговые скважины.

- Объект БВ₁₆₋₂₂. Система разработки является блоковой трехрядной.

- Объект ЮВ₁. Система разработки является аналогичной объекта БВ₁₆₋₂₂ с приконтурным заводнением с дальнейшим переходом на очагово-избирательную. На отдельных залежах этого объекта также предусматривается естественный режим.

С начала разработки Самотлорского месторождения было добыто 2.8 миллиардов тонн нефти и 377 миллиардов кубометров газа и было пробурено более 20 тысяч скважин.

Максимальные показания добычи нефти за год удалось достичь в 1979-1981 годах и составил 85-86 миллионов тонн в год с обводненностью в диапазоне 21-36 процентов. К концу 1981 года накопленная добыча нефти составила 50 процентов или 67 миллионов тонн от общей накопленной добычи за всю историю разработки месторождения. К 1988-1990 годам были получены максимальные показатели годового отбора жидкости в диапазоне 280-291 миллионов тонн и соответственно к данному же периоду приходится и максимальные объемы закачки вод за год и составили около 355 миллионов тонн.

В динамике технологических показателей в дальнейшем начинает проявляться снижение годовых показателей добычи нефти с резким ростом показателей обводненности. Данное снижение показателей с ростом обводненности достигли максимальных значений к 1992 году, когда годовое снижение показателей добычи нефти составило 28 процентов, а рост обводненности продукции вырос до 92,3 процентов.

Начало стабилизации добычи началось примерно с 1993 года, а

определенный рост удалось достигнуть к 2001 году, что стало следствием активной разработки Усть-Вахской и Мыхпайской площадей.

Обводненность к 2005 году удалось снизить с 94,7 до 92,2 процентов, однако затем она выросла до 94% к началу 2016 года.

В 2017 году на месторождении согласно проекта планировалось добыть 28009 тысяч тонн, однако удалось достичь показателя добычи в 29306 тысяч тонн, что на 5 процентов выше проектного уровня. В свою очередь добыча жидкости в Самотлорском месторождении за 2017 год составил 412,5 миллион тонн при проектном показателе в 399,6 миллион тонн. Данные превышения в показателях добычи нефти и жидкости являются следствием ввода новых скважин, а также работой на вывод скважин из неработающих категорий.

Данные динамики показателей разработки месторождения отображены на рисунках 2.1-2.3.

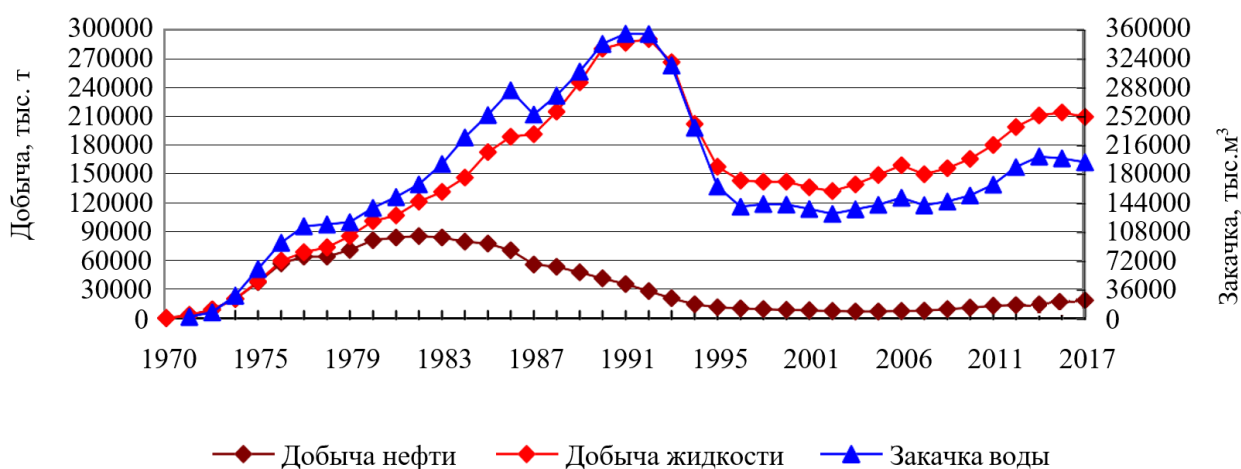


Рисунок 2.1 Динамика показателей закачки воды в Самотлорском месторождении.

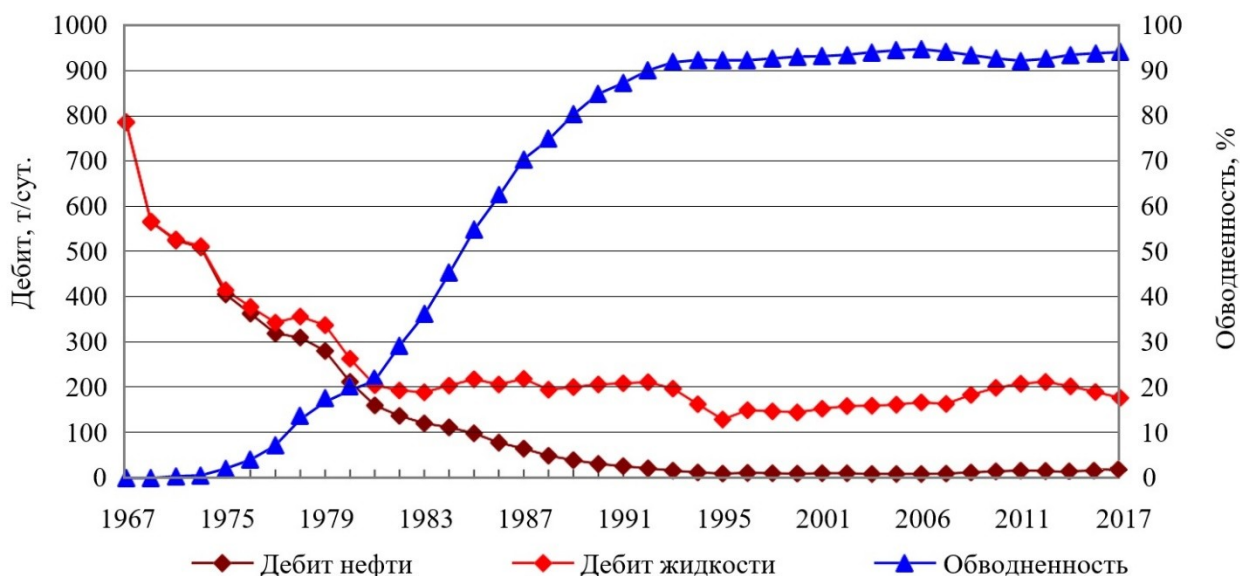


Рисунок 2.2 Динамика показателей обводненности Самотлорского месторождения

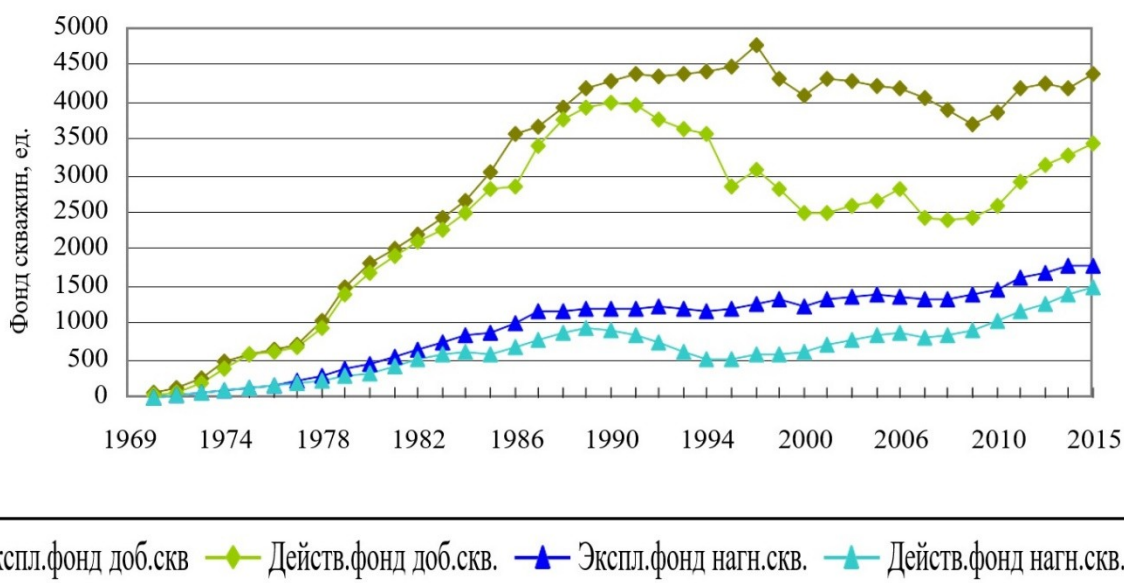
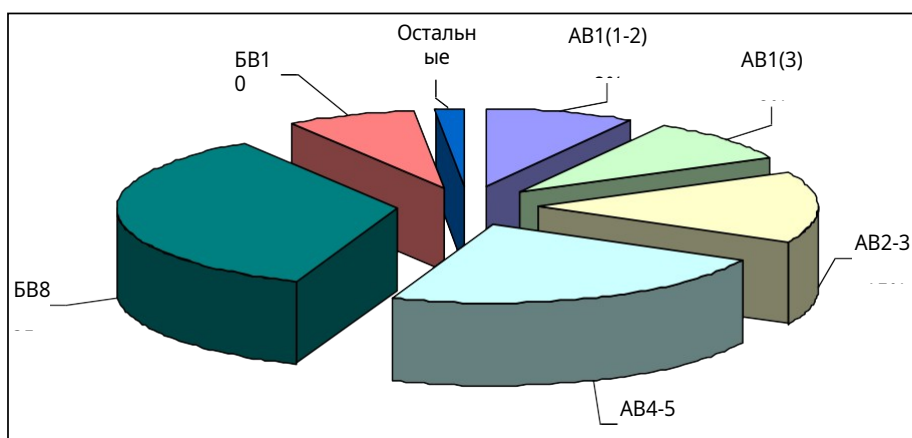


Рисунок 3.2 Динамика фондов скважин Самотлорского месторождения

Активные меры для вывода скважин принимаются на территории месторождения. В этих целях часть скважин эксплуатируется в тех же местах разработки, на которых раньше велась эксплуатация, после проведения ремонтных и геолого-технологических работ. Также скважины, которые выполнили свое назначение согласно проекту и которые не могут быть использованы на этом объекте используют на других объектах. Также решаются задачи не только повышения эффективности использования

пробуренного фонда, также решаются задачи оптимизации плотности сеток скважин и повышение продуктивности отбора из низко продуктивных частей возвратного пласта, что представляет собой разработку запасов нефти относящихся к слабодренлируемым. Благодаря таким скважинам удалось добыть 1076,4 тысяч тонн нефти что составляет 9% от всей годовой добычи на месторождении, а средний дебит составил 11.9 тонн в сутки с обводненностью 85%.

Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки представлено на рисунке 2.4. (группа остальные представляет



собой маленькие объекты разработки, которые вносят небольшие вклады в общие запасы AB₆₋₈, BB₀₋₄, BB₇, BB₁₆₋₂₂, ЮВ₁).

Рисунок 2.4 - Распределение начальных извлекаемых запасов по объектам разработки месторождения.

Также распределение остаточных запасов, относящихся к извлекаемым указаны на рисунке 2.5.

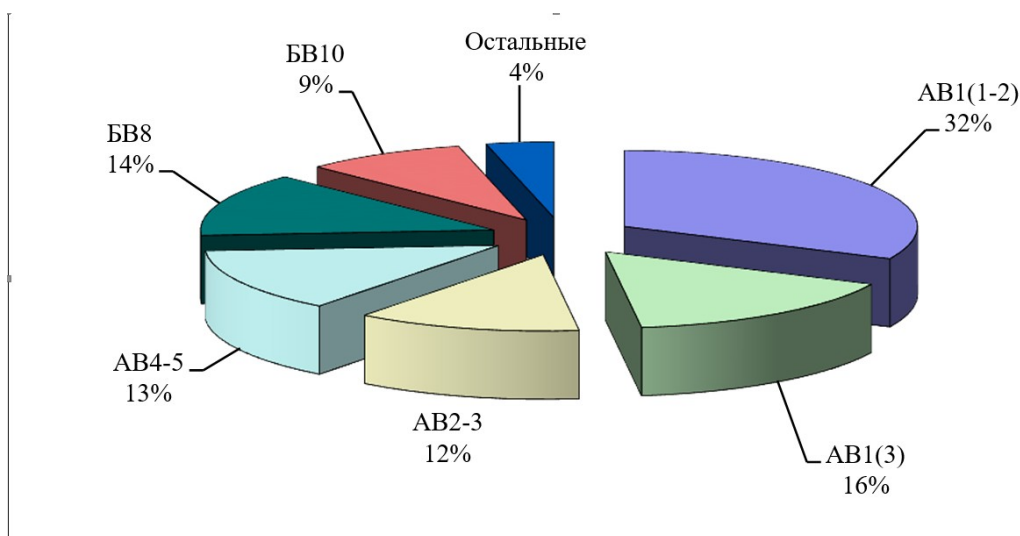


Рисунок 2.5 - Распределение остаточных извлекаемых запасов по объектам разработки анализируемого участка

2.1 Анализ показателей работы фонда скважин

Самотлорского месторождения

Общий фонд скважин Самотлорского месторождения к началу 2017 года согласно границам лицензионного участка составляет более 8 тысяч скважин, из которых в добывающем фонде числится почти 6 тысяч скважин и более 2 тысяч в нагнетательном фонде. Характеристика и распределение по объектам разработки приведены в таблице 6.

Таблица 6- Характеристика фонда скважин Самотлорского месторождения

	Характеристика фонда скважин	АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	АВ ₆₋₈	БВ ₀₋₄	БВ ₇ ¹
Фонд нефтяных скважин	Общий фонд	1338	1137	1749	1161	39	25	1
	Эксплуатационный фонд	1184	908	1320	819	29	22	1
	в том числе	1072	676	940	538	20	20	1
	действующие	13	6	10	5	0	0	0
	из них фонтанные ЭЦН	859	544	777	428	18	17	1
	ШГН	159	105	91	24	1	1	0
	Стр Газлифт	39	12	0	0	0	0	0
	в бездействии	2	9	62	81	1	2	0
		112	232	380	281	9	2	0
	В консервации	42	35	103	56	1	0	0
	Наблюдательные	7	3	22	19	2	1	0
	Пьезометрические	62	69	86	75	2	1	0
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	43	122	218	192	5	1	0
Эксплуатационный фонд	Общий фонд	338	552	715	484	12	0	1
	Эксплуатационный фонд	320	457	566	375	11	0	0
	в т.ч. действующие	291	352	434	300	10	0	0

Фонд нагнетательных скважин	в бездействии	29	105	132	75	1	0	0
	в освоении	0	0	0	0	0	0	0
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	2	1	0	0	0
	Пьезометрические	5	8	8	3	0	0	0
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	13	87	139	105	1	0	1
Фонд газовых скважин	Общий фонд	23	27	3				
	Эксплуатационный фонд	0	0	0				
	в т.ч. действующие	0	0	0				
	в бездействии	0	0	0				
	в освоении	0	0	0				
	Наблюдательные	0	0	0				
	Ликвидированные	23	27	3				
Фонд поглощающих скважин	Общий фонд							
	Эксплуатационный фонд							
	в т.ч. действующие							
	в бездействии							
	в освоении							
	Ликвидированные							
Фонд водозаборных скважин	Общий фонд				3	2	3	
	Эксплуатационный фонд				2	1	3	
	в т.ч. действующие				2	1	3	
	в бездействии				0	0	0	
	в освоении				0	0	0	
	В консервации				1	1	0	
	Ликвидированные				0	0	0	

Продолжение таблицы 6

	Характеристика фонда скважин	АВ ₁ ¹⁻²	АВ ₁ ³	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	АВ ₆₋₈	БВ ₀₋₄	БВ ₇ ¹
Фонд нефтяных скважин	Общий фонд	1338	1137	1749	1161	39	25	1
	Эксплуатационный фонд	1184	908	1320	819	29	22	1
	в т.ч. действующие	1072	676	940	538	20	20	1
	из них фонтанные ЭЦН	13	6	10	5	0	0	0
	ШГН	859	544	777	428	18	17	1
	Стр Газлифт	159	105	91	24	1	1	0
	в бездействии	39	12	0	0	0	0	0
		2	9	62	81	1	2	0
		112	232	380	281	9	2	0
		В консервации	42	35	103	56	1	0
Фонд нагнетательных скважин	Наблюдательные	7	3	22	19	2	1	0
	Пьезометрические	62	69	86	75	2	1	0
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	43	122	218	192	5	1	0
	Общий фонд	338	552	715	484	12	0	1
	Эксплуатационный фонд	320	457	566	375	11	0	0
	в т.ч. действующие	291	352	434	300	10	0	0
	в бездействии	29	105	132	75	1	0	0
в освоении	0	0	0	0	0	0	0	
	В консервации	0	0	0	0	0	0	0
	Наблюдательные	0	0	2	1	0	0	0
	Пьезометрические	5	8	8	3	0	0	0

	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	13	87	139	105	1	0	1
Фонд газовых скважин	Общий фонд	23	27	3				
	Эксплуатационный фонд в т.ч.	0	0	0				
	действующие	0	0	0				
	в бездействии	0	0	0				
	в освоении	0	0	0				
	Наблюдательные Ликвидированные	0 23	0 27	0 3				
Фонд поглощающих скважин	Общий фонд							
	Эксплуатационный фонд в т.ч.							
	действующие							
	в бездействии							
	в освоении							
	Ликвидированные							
Фонд водозаборных скважин	Общий фонд				3	2	3	
	Эксплуатационный фонд в т.ч.				2	1	3	
	действующие				2	1	3	
	в бездействии				0	0	0	
	в освоении				0	0	0	
	В консервации Ликвидированные				1 0	1 0	0 0	

Распределение добывающего фонда скважин приведено на рисунке 2.7.

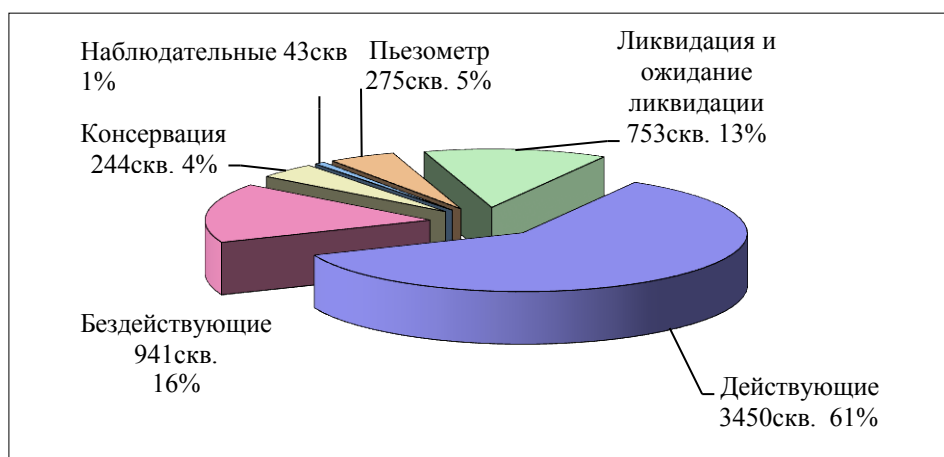


Рисунок 2.7. Распределение пробуренного фонда скважин месторождения.

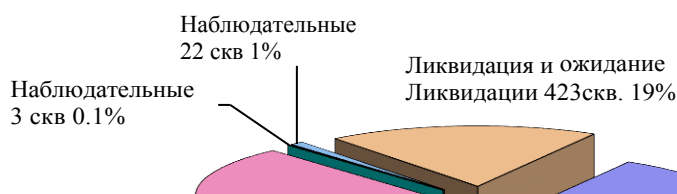


Рисунок 2.8. Распределение нагнетательного фонда согласно категориям месторождения.

Максимальный фонд добывающих скважин как видно из распределения приходится на объект АВ₁¹⁻², затем идет АВ₂₋₃. В свою очередь максимальная доля из распределения фонда нагнетательных скважин приходится на объект АВ₂₋₃.

Все скважины из действующего фонда скважин эксплуатируются со средней обводненностью добываемой продукции в 94% за 2017 год.

В свою очередь наибольшее количество скважин, которые имеют обводненность выше 98% приходятся на объект БВ₈ и составляет 172 добывающие скважины.

Из низкообводненных скважин с обводненностью менее 20% наибольшая численность приходится на объект АВ₁¹⁻² и составляет 62 скважины.

Распределение по обводненности действующего фонда скважин месторождения указана на таблице 2.5

Таблица 2.5. Распределение по обводненности фонда скважин

Объект	Обводненность, %							Всего скважин
	0-10	10-20	20-50	50-70	70-90	90-98	98-100	
АВ ₁ ¹⁻²	23	39	149	217	390	227	27	1072
АВ ₁ ³	3	7	44	74	211	266	71	676
АВ ₂₋₃	13	2	51	87	259	398	130	940
АВ ₄₋₅	8	2	28	34	86	233	147	538
АВ ₆₋₈	0	0	1	3	7	6	3	20
БВ ₀₋₄	0	0	1	2	2	10	5	20
БВ ₇	0	0	0	0	0	1	0	1
БВ ₈	13	10	53	30	60	217	172	555
БВ ₁₀	1	3	16	25	66	107	21	239
БВ ₁₆₋₂₂	0	0	1	2	2	1	0	6
ЮВ ₁	2	9	15	7	8	10	0	51

Средний дебит нефти за 2017 год составил в среднем около 11 тонн в сутки и,

жидкости 190 тонн в сутки. Более трети скважин 37% относятся к низкопродуктивным с дебитом менее 5 тонн нефти в сутки, а у практически половины скважин из всего фонда дебит находится в пределах от 5 до 20 тонн в сутки-51% из всего фонда.

Высокодебитные по жидкости составляют треть фонда 34% действующего фонда, а 60% показывают дебит от 10 до 100 тонн в сутки. Низкодебитные с дебитом ниже 10 тонн в сутки составляют менее 10%.

Чуть больше трети скважин действующего фонда 35% эксплуатируются с обводненностью немногим выше 90%, 14% эксплуатируются с обводненностью около 98%. Низкопродуктивные скважины с обводненностью ниже 50% составляют около 13% всего действующего фонда.

Распределение фонда скважин месторождения по обводненности и дебитам нефти показана в таблице 2.6.

Объект	Дебит нефти, т/сут						Всего скважин
	0-5	5-10	10-20	20-50	50-100	>100	
АВ ₁ ¹⁻²	537	307	170	55	3	0	1072
АВ ₁ ⁵	480	129	48	19	0	0	676
АВ ₂₋₃	555	238	106	38	3	0	940
АВ ₄₋₅	254	130	89	60	5	0	538
АВ ₆₋₈	10	7	1	2	0	0	20
БВ ₀₋₄	9	6	4	1	0	0	20
БВ ₇ ¹	1	0	0	0	0	0	1
БВ ₈	109	148	169	115	12	2	555
БВ ₁₀	73	66	59	34	7	0	239
БВ ₁₆₋₂₂	3	1	2	0	0	0	6
ЮВ ₁	4	11	12	21	1	2	51

На данный момент из всего фонда фонтанным способом используется около 34 скважин из всего действующего фонда, что составляет всего лишь немногим больше 1% от всего фонда, все остальные эксплуатируются механизированным способом. Подробное распределение указано на рисунке 2.8.

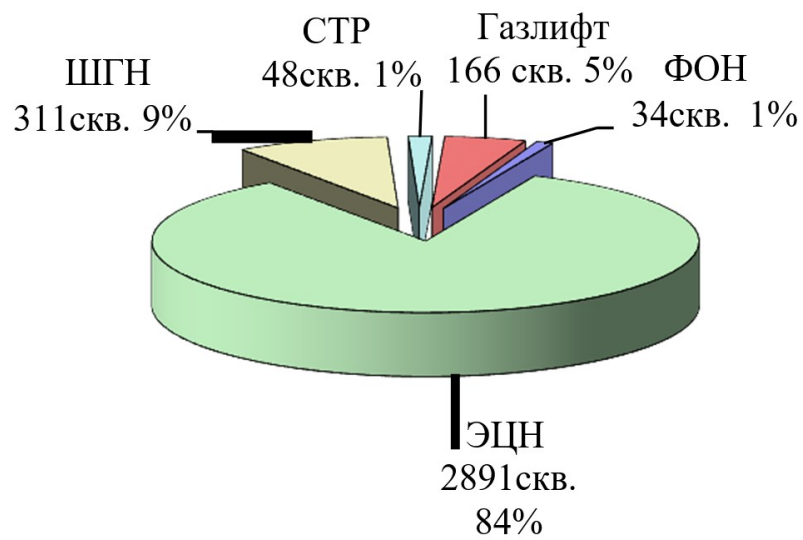


Рисунок 2.8-Распределение действующего фонда скважин по применяемому оборудованию.