

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время более двух третей нефти добывается в России установками электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). Значительная доля УЭЦН работает в условиях, когда перекачиваемая жидкость содержит: свободный газ, большое количество механических примесей и асфальтосмолопарафиновых образований. При таких условиях устойчивая работа центробежных насосов становится проблематичной. В связи с этим существует явная необходимость адаптации стандартного оборудования к данным условиям путем применения технологий, позволяющих снизить влияние высокого газового фактора, большого содержания механических примесей и АСПО.

Целью данной выпускной квалификационной работы (ВКР) является изучение эффективности применения УЭЦН на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Томскгазпром».

Реализация указанной цели ВКР требует решения следующих задач:

- изучить геолого-физические характеристики месторождения;
- охарактеризовать текущее состояние разработки месторождения;
- провести анализ эффективности эксплуатации скважин с использованием УЭЦН;
- выявить методы оптимизации работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора, большого содержания механических примесей и АСПО.

Результаты данной работы позволяют наметить перспективные технологии для более эффективной добычи газожидкостной смеси. Применение этих технологий позволит увеличить дебиты скважин, повысить эффективность производства и снизить затраты. Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (рисунок 1.1). Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах +120 – +140 м. Земли находятся в введении Пудинского лесного хозяйства. Нефтепоисковые работы в данном регионе начаты в 1963 г.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1967 году, находится в нескольких десятках километров южнее с. Пудино и приурочено к локальному одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1966 г. Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой. Судоходна река Чузик до с. Пудино для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным – круглогодично.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–50 °С зимой до плюс 35 °С летом. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования “зимников”.

Территория месторождения покрыта в основном хвойными деревьями (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников.



Рисунок 1.1- Обзорная схема Казанского НГКМ

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте.

Для хозяйственно–питьевого водоснабжения пригодны воды атлымской свиты нижнего олигоцена, для технического – воды сеноманских отложений.

С севера и северо-востока ближайшими населенными пунктами являются село Пудино и поселок Кедровый.

Трубопроводный транспорт: ведомственный нефтепровод проходит в 50 км к северо-западу, магистральный (нефть, газ) – к северо-востоку в 220 км.

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Краткая характеристика геологического строения

Осадочные отложения Казанского месторождения представлены мощной толщей песчано-глинистых терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, которые со стратиграфическим несогласием залегают на метаморфизованных породах палеозойского фундамента. Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения представлена в таблице 2.1. Разрез осадочного платформенного чехла в пределах Казанского лицензионного участка представлен на рисунке 2.1.

Палеозойский фундамент (Pz).

Кровля отложений палеозойского возраста залегает в интервале глубин 2677 м. (скв. № 1) – 2842 м. (скв. № 8). Верхняя часть фундамента, разрушенная и сильно измененная, выделена в кору выветривания. Кора выветривания вскрыта в скв. № 2 на глубине 2830 м. и представлена интенсивно выветрелыми, метаморфизованными обломочными породами. Цемент коры выветривания в основном глинистого состава. Остальной разрез фундамента (снизу вверх) представлен плагиоклазовыми порфиритами, известняками, метаморфизованными аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Вскрытая мощность фундамента составляет первые десятки метров.

Тюменская свита (J₁-J₂).

На палеозойских отложениях несогласно залегают континентальные породы тюменской свиты, представленные чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Аргиллиты темно-серые, буроватые, с зеркалами скольжения. Алевролиты занимают подчиненное положение. Обычно они темно-серые, плотные, слюдистые, крепкоцементированные с прослоями черного углистого аргиллита и линзами светло-серого мелкозернистого песчаника, участками доломитизированного. В разрезе свиты выделяется ряд песчаных пластов, промышленно продуктивными из которых являются Ю₃ и Ю₄. Все породы сидеритизированы и пиритизированы. Мощность свиты колеблется в пределах 200–300 м.

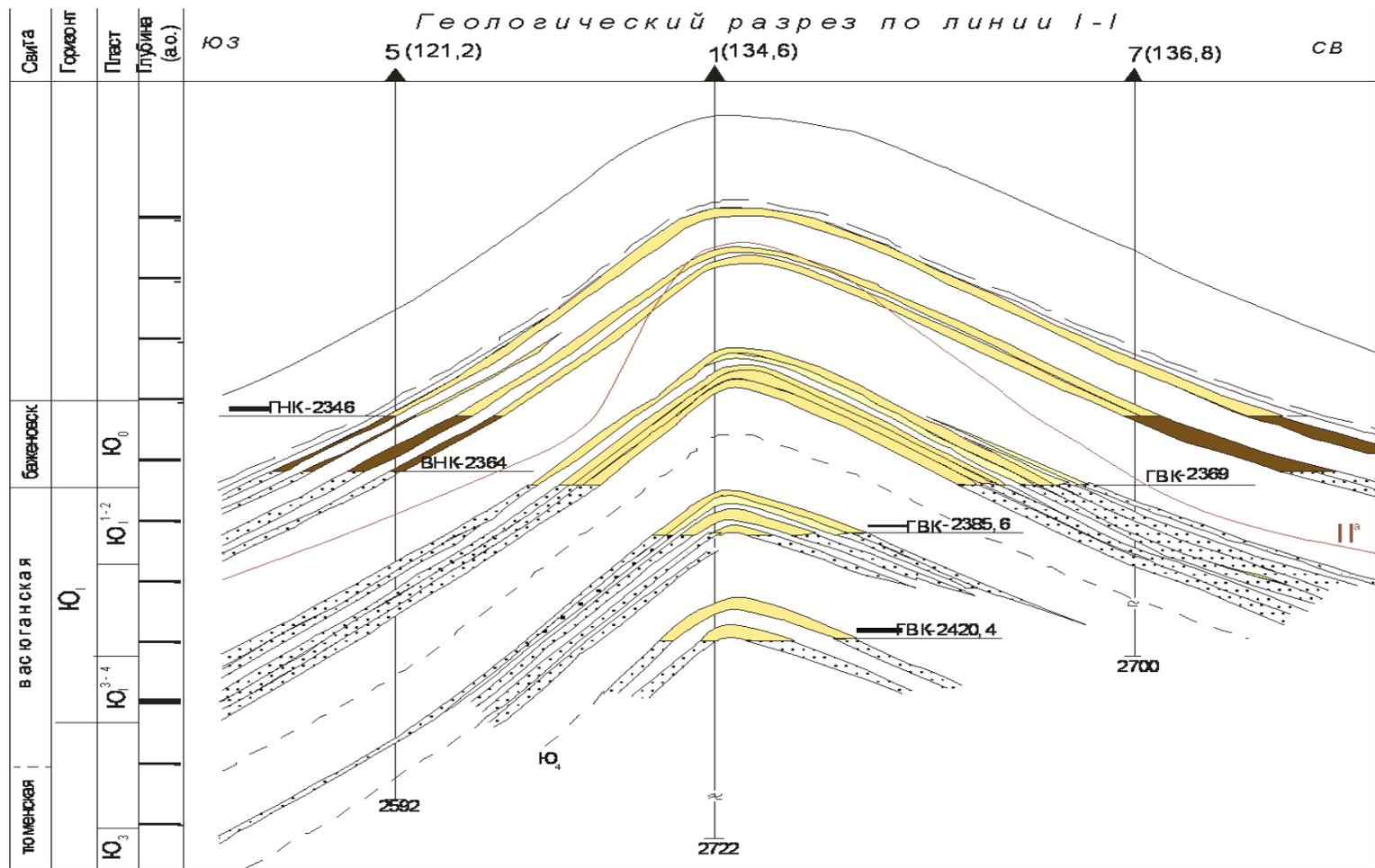


Рисунок 2.1 – Геологический разрез Казанского нефтегазоконденсатного месторождения по линии I-I

Таблица 2.1

Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Мощность горизонта, м	Литологическое описание
От (верх)	до (низ)	Название		
1	2	3	4	5
0	30	Четвертичные отложения	30	Почвенно-растительный слой, глины, суглинки
30	125	Некрасовская серия	95	Пески, глины
125	170	Чеганская свита	45	Глины, пески
170	260	Люлинворская свита	90	Глины
260	285	Талицкая свита	25	Алевролиты глины
285	365	Ганькинская свита	80	Мергели, глины
365	415	Славгородская свита	50	Глины
415	560	Ипатовская свита	145	Песчаники, глины, алевролиты
560	575	Кузнецовская свита	15	Глины
575	1440	Покурская свита	865	Песчаники, глины, алевролиты
1440	2130	Киялинская свита	690	Глины, песчаники, глины, алевролиты
2130	2215	Тарская свита	85	Песчаники, аргиллиты, алевролиты
2215	2455	Куломзинская свита	240	Аргиллиты, песчаники, алевролиты
2455	2480	Баженовская свита	25	Аргиллиты
2480	2485	Георгиевская свита	5	Аргиллиты

Васюганская свита (J_{2k} - J_{3o})

Васюганская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Отложения нижней подсвиты представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими. В толще аргиллитов встречаются прослои глин и алевролитов, иногда имеет место замещение заглинизированных пород на песчаные пласты Ю₁⁵⁻⁶ (скв. № 5).

Отложения верхней подсвиты представлены чередованием трех песчаных пластов (Ю₁¹, Ю₁² и Ю₁³⁻⁴) с подчиненными прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. В верхней части подсвиты между пластами Ю₁¹ и Ю₁² выделяется литолого-стратиграфический репер «Р», состоящий из аргиллитов и алевролитов с большим количеством известковистых раковин пелеципод, которые подстилаются незначительным угольным пропластком. Под пластом Ю₁² на каротажных диаграммах и на временных сейсмических разрезах отчетливо прослеживается угольный пласт У₁, который в большинстве скважин расчленяется на два пропластка – У₁¹ и У₁².

Пласт Ю₁³⁻⁴ представлен, в основном, крепкоцементированными мелко-среднезернистыми полимиктовыми песчаниками аркозового типа и алевролитами от светло-серого до темно-серого цвета, часто с буроватым оттенком. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинитового и кальцит-сидеритового состава, иногда гидрослюдистый и лейкоксен-хлорит-каолинитовый.

Пласт Ю₁² сложен светло-серыми, слабослюдистыми, мелко-среднезернистыми крепкоцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом. По вещественному составу преобладают полевошпатово-кварцевые и полимиктовые аркозового типа песчаники с глинистым, реже карбонатным цементом.

Пласт Ю₁¹ представлен светло-серым, мелко-среднезернистым среднесцементированным полевошпатово-кварцевым песчаником. Цемент в песчаниках полиминеральный, в составе которого присутствуют каолинит, гидрослюда, хлорит часто в ассоциации с кальцитом и сидеритом.

Возраст продуктивных пластов и разделяющих их заглинизированных пропластков и углей во многом принимается условно и требует дальнейшего уточнения на основе биостратиграфического анализа. Толщина васюганской свиты меняется в интервале 70–90 м.

Георгиевская свита (J_{3km}).

Повсеместно в пределах рассматриваемого региона на размытой поверхности продуктивного пласта Ю₁¹ залегают отложения георгиевской свиты, мощность которой постепенно увеличивается в направлении с северо-

запада на юго-восток. Свита представлена аргиллитами темно-серыми до черного цвета, плотными, крепкими, слабослюдистыми, с неровным изломом, доломитизированными, с известковистым детритом белемнитов, с рыбными остатками, с редкими включениями пирита. Мощность георгиевской свиты в скважинах меняется от 4 до 12 м.

Баженовская свита (J_{3v}).

Верхнеюрские отложения заканчиваются регионально выдержанным литологическим и геофизическим репером – баженовской свитой, которая по литературным данным с размывом залегает на эродированной поверхности георгиевских пород кимериджского возраста. Свита представлена битуминозными аргиллитами преимущественно темно-бурого цвета, плотными, слюдистыми, с ровным и полураковистым изломом, с обугленными растительными остатками, с тонкими прожилками кальцита, иногда с детритом белемнитов и рыб. Толщина баженовской свиты в пределах Казанского месторождения достигает 25 м.

Куломзинская свита (K_{1b-vl})

Юрские отложения перекрываются мощной толщей мелового возраста, в основании которой залегает куломзинская свита, представленная преимущественно аргиллитами морского происхождения, чередующимися с тонкими прослоями известковистых песчаников и алевролитов. Мощность свиты 205–235 м.

Тарская свита (K_{1vl})

Мелководно-морские отложения свиты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, слюдистые, полевошпатово-кварцевые, среднесцементированные, с остатками известковистых раковин. Алевролиты серые, плотные, с прослоями известковистого песчаника. Аргиллиты темно-серые, плотные, незначительной мощности. Толщина свиты изменяется в пределах 75-105 м.

Киялинская свита (K_{1g-br})

Тарские отложения сменяются породами киялинской свиты, в которой выделяются серые, бурые, пестроцветные глины; зеленовато-серые алевролиты; крепкие, мелкозернистые, светло окрашенные песчаники. Мощность свиты варьирует в интервале 650-720 м.

Покурская свита (K_{1a-al}- K_{2s})

Континентальные отложения свиты представлены серыми, темно-серыми, плотными, аргиллитоподобными глинами. Песчаники, пески и алевролиты серые, светло-серые, полимиктовые. Вся толща насыщена обуглившимися растительными остатками. В свите выделяется ряд песчаных пластов, имеющих значительную мощность и высокие коллекторские свойства. Толщина свиты составляет 850-870 м.

Кузнецовская свита (K_{2t})

Континентальные породы покурской свиты сменяются темно-серыми, с зеленоватым оттенком, иногда алевролитистыми, жирными на ощупь глинами морского происхождения. Кузнецовская свита является надежным флюидоупором для залежей углеводородов по всей территории Западной Сибири. Мощность региональной покрывки изменяется от 13 до 18 м.

Ипатовская свита (K_{2k-st})

Свита сложена прибрежно-континентальными породами. Это чередование комковатых, серых и темно-серых с зеленоватым оттенком глин; серых, слабоизвестковистых алевролитов; тонко- и мелкозернистых, буровато-серых, ожелезненных песчаников. Толщина свиты около 100 м.

Славгородская свита (K_{2km})

Породы свиты представлены прибрежно-континентальными отложениями, в основном, темно-серыми, алевролитистыми, слюдистыми глинами, участками опесчаненными. Мощность свиты колеблется в пределах 65–70 м.

Ганькинская свита (K_{2m-d})

Свита состоит из характерных зеленовато-серых, сильно алевролитистых, известковистых глин и светлых, светло-серых мергелей. Толщина свиты достигает 120 м.

Кайнозойская группа (Kz)

Завершают разрезы скважин на Казанском месторождении породы кайнозойского возраста, которые с размывом залегают на мезозойском комплексе отложений. Здесь выделяются четыре свиты: Талицкая, Люлинворская, Чеганская (морские) и Некрасовская (континентальная). Породы представлены чередованием темно-серых до черных глин, (местами опоковидными), кварцево-глауконитовых песчаников, пропластков алевролитов и бурых углей, голубоватых или желтоватых рыхлых мелко- и

тонкозернистых песков. Общая мощность кайнозойских отложений может достигать 200 м.

Первооткрывательницей промышленного скопления углеводородов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении является скважина № 1, которая была пробурена в наиболее приподнятой части структуры. При опробовании пластов Ю₄ и Ю₃ тюменской свиты дебиты составили соответственно Q_г=33 тыс. м³/сут, Q_к=1,88 м³/сут и Q_г=38,6 тыс. м³/сут, Q_к=2,4 м³/сут. Испытание вышележащих пластов Ю₁³⁻⁴, Ю₁^{3а}, Ю₁² и Ю₁¹ васюганской свиты проводилось совместно: ΣQ_г=331,4 тыс. м³/сут, ΣQ_к=43 м³/сут. В скважине № 2 при опробовании пласта Ю₃ притока получено не было, а из пласта Ю₄ дебит пластовой воды составил 2,7 т м³/сут. Все остальные скважины, при вскрытии пластов Ю₃ и Ю₄ тюменской свиты попали в законтурное пространство и опробование в них не проводилось. В связи с недостаточной изученностью пластов Ю₃ и Ю₄ положение ГВК в них принято условно по нижним дырам перфорации на а. о., соответственно, – 2385,6 м и 2420,4 м. Таким образом, на 01.09.69 г., когда проводился подсчет запасов углеводородов по Казанскому месторождению, балансовые запасы свободного газа и конденсата категории С₂ по пластам Ю₃ и Ю₄ составили соответственно 534,28 млн. м³, 36,6 тыс. т и 236,14 млн. м³, 16,2 тыс. т.

Продуктивность пластов Ю₁³ и Ю₁⁴ (пласт Ю₁³⁻⁴ по новой индексации) васюганской свиты была доказана в скважинах №1 и №3. Причем в скв. №3 при совместном испытании интервалов пород с абсолютными отметками 2353,4–2360,4 м, 2361,4–2367,4 м и 2367,4–2374,9 м на 10 мм штуцере дебиты составили Q_г=200 тыс. м³/сут, Q_к=16 м³/сут, Q_в=4,84 м³/сут, что позволило с привлечением данных промыслово-геофизических исследований провести газовой контактной на абсолютной отметке – 2369 м. Остальные скважины вскрыли пласт Ю₁³⁻⁴ в законтурной зоне.

В силу данного обстоятельства, на 01.09.69 г. запасы газа категории С₁ по пласту Ю₂ (пласт Ю₁³⁻⁴ – по новой индексации) составили 6729,91 млн. м³, а запасы конденсата категории С₁ – 461 тыс. т. Как единый эксплуатационный объект пласт Ю₁³⁻⁴ рассматривается, в частности, потому, что в скв. № 2 толщина аргиллито-алевролитовой перемычки между этими двумя пластами не превышает одного метра, а в скважине № 7, хотя на каротажных диаграммах визуально эту перемычку выделить можно представлена породами, которые флюидоупором считать никак нельзя.

Продуктивные пласты Ю₁¹ и Ю₁² васюганской свиты в 1969 году тоже рассматривались, как единый пласт Ю₁, который характеризовался не только наличием скопления газа и конденсата, но и имел нефтяную оторочку толщиной в 18 м. Газ и конденсат были получены в скважинах №№ 1, 2, 3, 7.

Скважина № 4 не опробовалась, так как, согласно интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), считалось, что вскрытые скважиной породы васюганской свиты водонасыщены, начиная с абсолютной отметки (а. о.) - 2364 м. При проведении опробования пласта ЮІ (пласт Ю₁² по новой индексации) в скв. № 8 притоков получено не было. В скважине № 5 был опробован интервал пород на глубине 2462–2472 м с а. о. – 2340,8–2350,8 м. Была получена безводная нефть дебитом 3,5 м³/сут. Приток нефти сопровождался неравномерным пульсационным выделением газа, дебит которого не замерялся. На этом основании был сделан вывод о том, что скважина вскрыла два песчаных пласта – один содержит газ (глубина 2464,2–2466,2 м, а. о. - 2343–2345 м), второй – нефть (глубина 2468,7–2469,6 м, а. о. - 2347,5–2348,4 м). Затем совместно с первым интервалом был опробован следующий (глубина 2472–2480 м, а. о. - 2350,8–2358,8 м). Снова был получен дебит безводной нефти равный 4,8 м³/сут. Величина пульсационного выделения газа визуально не изменилась. На основании результатов испытания скважины было сделано предположение, что газонефтяной контакт должен находиться между двумя верхними продуктивными песчаными пропластками, содержащими один газ, а другой – нефть в интервале глубин 2465,2–2468,4 м (а. о. - 2344–2347,2 м). При испытании пласта ЮІ (Ю₁¹⁻²) которое проводилось в скважине № 2 в интервале глубин 2475–2488 м (а. о. - 2339,7–2352,7 м), было получено 0,08 м³/сут нефти и небольшое количество газа, дебит которого не замерялся. При испытании пласта ЮІ (Ю₁²) в скважине № 7 в интервале глубин 2482–2488 м (а. о. - 2345,2–2351,2 м) получен фонтан газа дебитом 28,4 т. м³/сут и конденсат дебитом 88,7 м³/сут. Конденсат имел темный цвет в отличие от прозрачного и светлого конденсата в других скважинах, из чего был сделан вывод, что конденсат смешан с нефтью, а, следовательно, газонефтяной контакт (ГНК) должен располагаться чуть ниже а. о. - 2345,2 м, но не ниже а. о. - 2347,2 м, принимая во внимание результаты испытания в скважине № 5. Таким образом, положение газонефтяного контакта было условно принято на абсолютной отметке - 2346 м. Так как ни в одной из скважин, пробуренных на Казанской структуре, в пласте ЮІ (Ю₁¹⁻²) вода получена не была, то положение водонефтяного контакта (ВНК) тоже принималось условно, согласно результатам ГИС в скважине № 4. Скважина № 4 заложена на юго-восточном склоне Казанской структуры. Граница между георгиевской и васюганской свитами была отбита на глубине 2504,4 м (а. о. - 2363,8 м). Все песчаные пропластки, вскрытые скважиной, по данным промысловой геофизики на 1969 год считались водонасыщенными. Пространственное положение подошвы пласта ЮІ (Ю₁¹⁻²) было принято на глубине 2520,8 м (а. о. - 2380,2 м). В 1969 г. было принято, что водонефтяной контакт для пласта ЮІ (Ю₁¹⁻²) на Казанском

месторождении расположен на границе георгиевской и васюганской свит (а. о. – 2364 м).

Балансовые запасы свободного газа, конденсата и нефти в пласте Ю₁¹–Ю₁²) Казанского месторождения на 01.09.69 г. составили: свободный газ (С₁)–12492,13 млн. м³, конденсат (С₁) – 8222,9 тыс. т, нефть (С₂) – 11280 тыс. т.

В 2001 году на северо-восточном склоне Казанской структуры была пробурена скв. № 17. Пласт Ю₁¹ оказался, как представлялось на тот момент, газонасыщенным. Дебиты при его опробовании на глубине 2465–2470 м (а. о. - 2336,7–2341,7 м) составили: Q_г=186,3 т. м³/сут, Q_к=169,8 м³/сут. При проведении испытания пласта Ю₁² в интервале пород 2484–2493 м (а. о. - 2355,7–2364,7 м) была получена безводная нефть дебитом 4,54 м³/сут. Результаты опробования в скважине № 17 позволяют изменить в пласте Ю₁² местоположение условного водонефтяного контакта на 70 см и проводить его на а. о. - 2364,7 м.

В скв. № 18 была проведена первая перфорация в интервале - 2508,6–2511,6 м. (а. о. - 2367,1–2370,1 м). Приток получен не был. Затем была проведена перфорация в интервале пород - 2512,0–2516,0 м (а. о. - 2370,5–2374,5 м). Q_г составил 10,7 т. м³/сут, Q_н достиг 104 м³/сут. При достреле интервала - 2516,0–2520,0 м (а. о. - 2374,5–2378,5 м) со штуцером 10 мм Q_н остался неизменным. Поступление воды на забой скважины не отмечено.

При испытании интервала пород - 2489,5–2499,5 м (а. о. - 2356,9–2366,9 м) в скв. № 19 Q_г составил 76,4 т. м³/сут, Q_н равнялся 214 м³/сут. Пластовая вода не получена.

В скв. № 12 при опробовании интервала пород - 2494,0–2500,0 м (а. о. - 2343,6–2349,6 м) была получена безводная нефть дебитом 0,48 м³/сут. Присутствие воды не отмечено. При испытании интервала пород - 2487,8–2491,8 м (а. о. - 2337,4–2341,4 м) дебит безводной нефти составил 0,24 м³/сут. Совместное испытание двух интервалов - 2480,5–2483,5 м и - 2487,8–2491,8 м (а. о. - 2330,1–2333,1 м и - 2337,4–2341,4 м) вызвало приток конденсата дебитом 1,6 м³/сут Q_г не превысил 1,3 т. м³/сут.

В скв. № 20 при испытании пласта Ю₁¹ на глубине 2799,5–2805,0 м (а. о. - 2355,8–2361,3 м) Q_г составил 89,9 т м³/сут, Q_к равнялся 186 м³/сут. При испытании с дострелами пласта Ю₁² в интервалах пород - 2823,0–2824,0 м, - 2821,0–2824,0 м, - 2817,0–2824,0 м (а. о. - 2379,3–2380,3 м, - 2377,3–2380,3 м, - 2373,3–2380,3 м) Q_н составил 7,6 м³/сут.

Во всех скважинах, которые были пробурены после 1969 года, в пластах Ю₁¹ и Ю₁² притоки воды не получены. Поэтому при подсчете запасов нефти и газа в пластах Ю₁¹ и Ю₁² использовались такие понятия, как «условный газонефтяной контакт», и «условные подсчетные уровни» (УПУ). В скважине

№ 20 нижние отверстия перфорации в породах коллекторах пласта Ю₁¹ находятся на абсолютной отметке - 2360,7 м. Ниже этой глубины пласт Ю₁¹ ни в одной из скважин не опробовался. Именно эта абсолютная отметка и взята в качестве условного подсчетного уровня для пласта Ю₁¹.

Аналогично определен в этой же скважине (как самой глубокой) условный подсчетный уровень для нефтяной залежи пласта Ю₁². Нижние отверстия перфорации находятся на абсолютной отметке - 2380,3 м. Но породы-коллекторы распространены до а. о. - 2380,7 м. До этой же глубины по данным промысловой геофизики породы насыщены нефтью. Поэтому в качестве условного подсчетного уровня для нефтяной залежи пласта Ю₁² принята а. о. - 2380,7 м.

В скважине № 12 нефть при опробовании получена из интервала глубин - 2494,0–2500,0 м (а. о. - 2343,6–2349,6 м). По данным промысловой геофизики нефтенасыщенный коллектор начинается с абсолютной отметки - 2343,8 м.

2.2 Нефтегазоносность месторождения

В каждой скважине выше кровли пласта Ю₁³⁻⁴ (который отличается высокой степенью макронеоднородности и значительной фациальной изменчивостью) в 2–5 метрах залегает маломощный угольный пропласток У₁³. Толщина этого пропластка не превышает полутора метров и, тем не менее, он достаточно четко выделяется на каротажных диаграммах. Примерно в 12–14 метрах выше пласта Ю₁³⁻⁴ залегает песчано-алевритовый пласт, который при сопоставлении разрезов скважин, как и пропласток У₁³, можно использовать в качестве синхронного реперного горизонта. Данный пласт проиндексирован, как Ю₁^{3a} и представляет собой переслаивание светло-серого мелкозернистого песчаника средней степени сцементированности и алевrolита. Мощность данного пласта 2,4–4,1 м. Наличие пропластка У₁³ и пласта Ю₁^{3a} на всей изучаемой территории, а также практически равное расстояние от них до кровли пласта Ю₁³⁻⁴ говорит о том, что формирование нижней части верхневасюганской подсвиты происходило в спокойной седиментационной обстановке, без какого-либо существенного проявления тектонической активности. Во всех скважинах над пластом Ю₁^{3a} залегает литологический и промыслово-геофизический репер У₁, представленный, в основном, углями. В некоторых скважинах репер У₁ делится на две части, а в некоторых сливается в единое целое. Тогда его мощность достигает 4,2–4,6 м. Над этим репером, в одном случае (скв. № 2, 4, 5, 7, 8, 18, 19, 12) выделяется небольшая песчано-алевритово-аргиллитовая пачка пород («А»), а в другом (скв. № 1, 3, 17, 20) она размыта, и пласт Ю₁² залегает непосредственно на репере У₁.

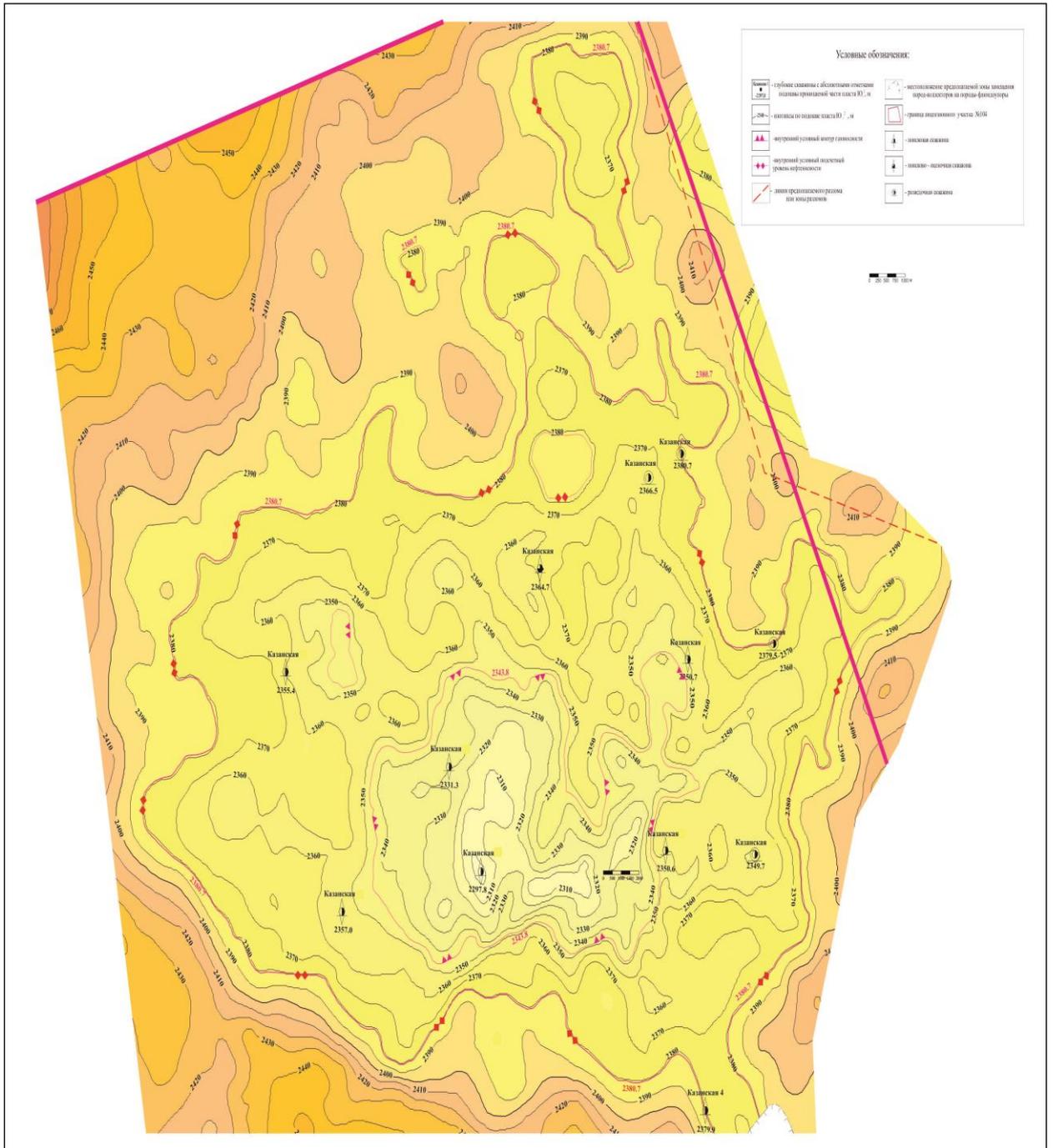


Рисунок 2.3 – Структурная карта по подошве пласта Ю₁²

2.3 Коллекторские свойства продуктивных пластов

Параметры коллекторов продуктивных отложений Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) изучались по керну первых разведочных скважин №№ 1–8 к подсчету запасов 1969 года, более значительный объем керновых исследований проведен по новым разведочным скважинам № 17, 18, 19, 12 к последнему подсчету запасов 2006 года.

Пласт Ю₁² в верхней части скв. № 18 (глубина после увязки 2513,3 м) в керне представлен щебенкой размером 3–5 см. По данным гранулометрического анализа песчаники представлены мелкозернистыми хорошо сортированными разностями. Содержание мелкозернистого песка 56,6 %, среднезернистого 5,9 %, значительно содержание крупного алеврита – 26,34 %. Песчаники низкоглинистые (глина+м/з алеврит не более 6,7 %). Медианный размер зерен 0,09 мм. Песчаники этого пласта характеризуются высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (пористость 20–23 %, проницаемость 60 мД).

Основная часть пласта Ю₁² сложена однородными мелкозернистыми песчаниками буровато-серого цвета со значительной долей глинистого материала (менее 20 %). Содержание мелкопесчаной фракции составляет 40–45%, крупноалевритовой 25–30 %, мелкоалевритовой и глинистой 20–25 %. Суммарное содержание крупно- и среднезернистой фракции составляет 12,1 %. Сортировка материала средняя. Медианный размер зерен 0,1–0,15 мм.

Пласт Ю₁², вскрытый скважиной 19, неоднороден и разделяется на две существенно различающиеся части. В верхах (0,9 м), пласт сложен среднезернистыми низкоглинистыми (менее 5 % глины) песчаниками с высокими ФЕС (пористость – 16–21 %, проницаемость – 32–406 мД). Ниже по разрезу пласта, до его подошвы, залегают мелкозернистые глинистые (12–16 % глины) песчаники с значительно более низкими ФЕС (пористость – 12,1–17,2 %, в среднем 15,3 %, проницаемость – 0,5–14,6 мД, в среднем 5,8 мД). В основании пласта встречен тонкий прослой (10 см) базального среднекрупнозернистого песчаника с гравийным материалом.

Кумулятивные кривые гранулометрического состава песчано-алевритовых пород пласта Ю₁² приведены на рисунке 2.4.

Пласт Ю₁² в 12 скважине сложен мелкозернистыми глинистыми песчаниками, переслаивающимися с многочисленными прослоями глинистых алевролитов. По минеральному составу и структурно-текстурным признакам песчаники достаточно однородные, характеризуются низкими

ФЕС: диапазон пористости 4,3–16,4 % (среднее 11,6 %), проницаемость 0,12–2,2 мД (среднее 0,66 мД).

Присутствие в разрезе полимиктовых разностей пород с существенными различиями в содержании породообразующих компонент, а также различных видов и состава цемента определяет сложную геометрию порового пространства. Разнообразие структуры порового пространства обуславливает широкий диапазон изменения фильтрационно-емкостных характеристик.

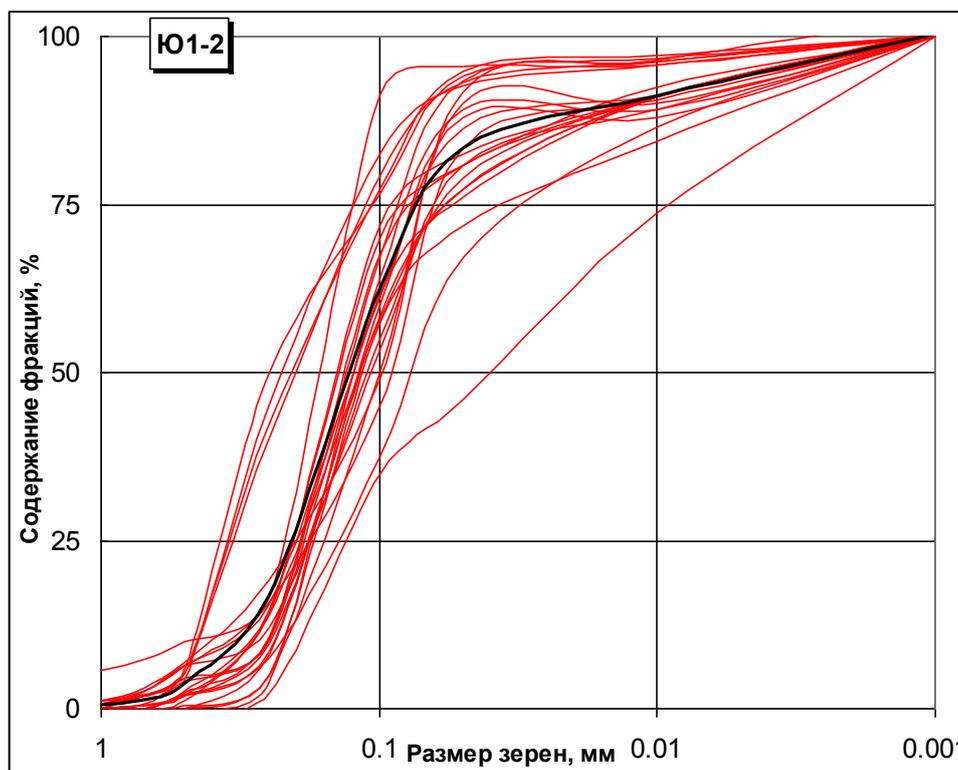


Рисунок 2.4 – Кумулятивные кривые гранулометрического состава песчаников пласта Ю₁² (черным цветом показана усредненная кривая по пласту)

Толщина покрывки над пластом Ю₁² составляет 8–10 м. Пласт Ю₁² сложен в основном песчаниками мелкозернистыми, алевропесчаниками, алевролитами глинистыми. Кроме того, в незначительном количестве представлены среднезернистые песчаники. Пористость меняется от 5–11 % (в глинистых алевролитах) до 24 % в мелкозернистых и среднезернистых песчаниках. Проницаемость – от десятых долей (в глинистых алевролитах) до сотен миллидарси в среднезернистых песчаниках.

Основная часть пласта представлена мелкозернистыми песчаниками и алевролитами, характеризующимися значительной глинистостью. По данным ртутной порометрии структура порового пространства тонкопоровая неоднородная, размеры фильтрующих поровых каналов составляют 5–3 мкм, содержание тонких пор, размером менее 0,8–1 мкм, достигает 50–70 %.

В скв. № 19 верхняя часть пласта представлена среднезернистыми песчаниками с пористостью до 22–23 %, проницаемостью до 400 мД. По данным ртутной порометрии эти разности обладают крупнопоровым строением. Размеры фильтрующих поровых каналов составляют 40–80 мкм. Содержание тонких пор, контролирующих остаточную водонасыщенность, невелико – 5–10 %.

В скв. № 18 интервал 2511–2515,4 м представлен незначительным объемом неразрушенного каменного материала. Как следует из изучения поднятого керна, в интервале присутствует слой слабо сцементированного мелкозернистого хорошо отсортированного песчаника. По ненарушенным фрагментам породы были проведены определения пористости, гранулометрического состава. Пористость достигала 22,4 %. Проницаемость единичных сохранившихся более плотных фрагментов составила 60–112 мД. По результатам ртутной порометрии данная литологическая разность песчаника обладает очень однородным строением. Размеры основных фильтрующих поровых каналов меняются в узком диапазоне от 16 до 10 мкм. Их содержание в поровом пространстве достигает 60 %.

Гистограммы распределения основных коллекторских параметров (пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности) приведены на рисунке 2.5.

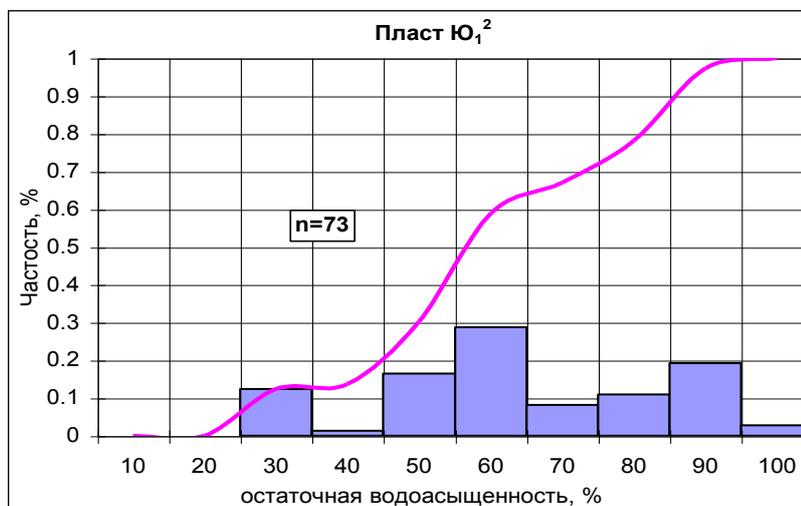
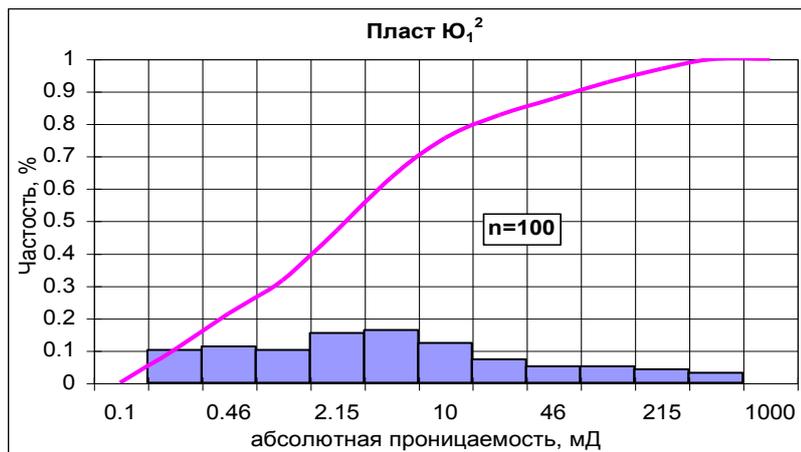
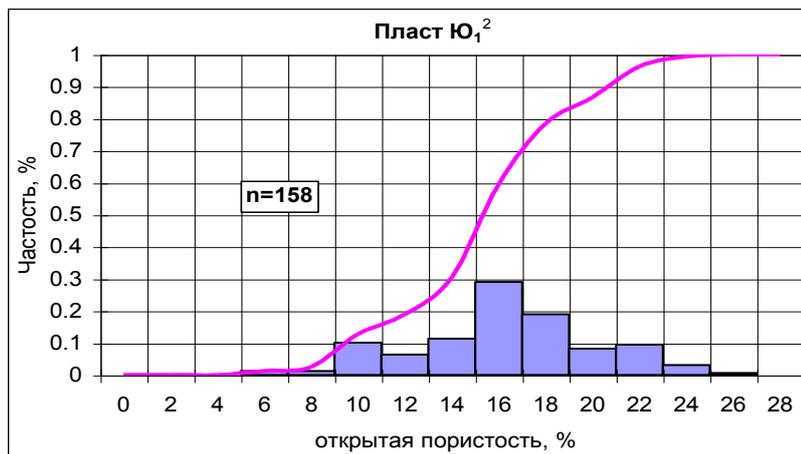


Рисунок 2.5 – Характеристика распределения ФЕС пород по керновым данным. Пласт Ю₁² Казанского месторождения.

Корреляционные зависимости между коллекторскими параметрами представлены на рисунке 2.6.

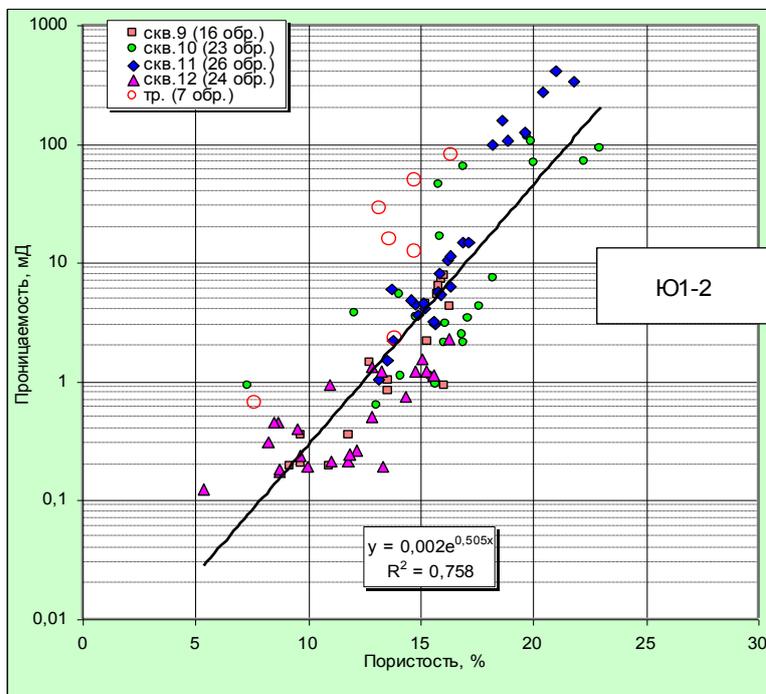
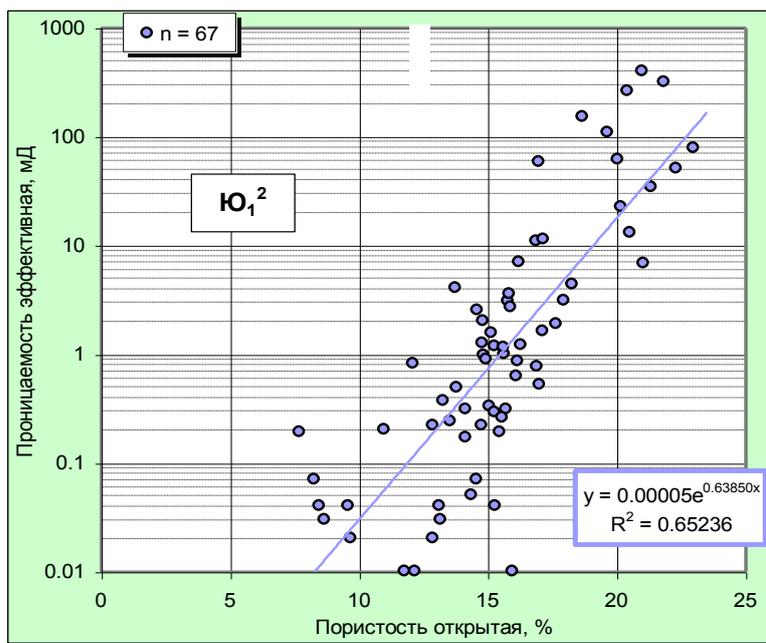


Рисунок 2.6 – Зависимости «абсолютная проницаемость – пористость» и «эффективная проницаемость – пористость» по керну скважин пласта Ю₁²

○ – трещиноватые образцы

▲ – определение эффективной проницаемости в пластовых условиях.

2.4 Физико-химические свойства пластовых жидкостей и газов

Нефть залежи Ю₁² очень легкая (плотность при 20⁰С соответствует 766,7 кг/м³), молекулярная масса 149 ед., маловязкая с низким содержанием серы до 0,2 % масс, асфальто-смолистых веществ, кислых соединений и парафина (1,8% масс) имеет низкую температуру вспышки. Нефть практически полностью выкипает при 350⁰С (таблица 2.2 – 2.3).

Таблица 2.2

Физико-химическая характеристика нефти пласта Ю₁² Казанского месторождения

Определяемый параметр	Ед. измерения	Результат анализа Скви. 19	НД на метод КХА
Плотность при 20 ⁰ С	кг/м ³	766,7	ГОСТ 3900-85
Вязкость кинематическая при 20 ⁰ С	сСт	1,55	ГОСТ 33-2000
Молекулярная масса	а.е.м.	149	Методика ВНИГНИ
Температура застывания вспышки	°С	-45 -34	ГОСТ 20287-91 ГОСТ 6356-75
Содержание воды	% масс.	отс.	ГОСТ 2477-65
Содержание механических примесей	% масс.	0,07	ГОСТ 6370-83
Содержание серы	% масс.	0,16	ГОСТ 50442-92
Содержание асфальтенов	% масс.	0,11	Методика ВНИИНП
Содержание смол силикагелевых	% масс.	2,19	Методика ВНИИНП
Содержание парафина	% масс.	1,4	ГОСТ 11851-85
Температура плавления парафина	°С	52	ГОСТ 20287-91
Кислотность	мг КОН/100см ³	0,01	ГОСТ 5985-79
Давление насыщенных паров	кПа (мм.рт.ст.)	128,6 (967,2)	ГОСТ 1756-2000
Фракционный состав НК	°С	33	ГОСТ 2177-99

10 % (об.)	°C	79	
20 % (об.)	°C	104	
30 % (об.)	°C	126	
40 % (об.)	°C	153	
50 % (об.)	°C	186	
60 % (об.)	°C	224	
70 % (об.)	°C	294	
71 % (об.)	°C	300	
остаток+потери	%об.	29	
ВЫХОД	%об.	71	

Таблица 2.3

Фракционный состав нефти Казанского месторождения и физико-химическая характеристика узких фракций

№ фракции	Пределы отбора, °С	Вес фракции, г	Выход фракций, % масс.		Плотность при 20°С, ρ_4^{20}	Показатель преломления n_D^{20}	Молекулярная масса	Кинематическая вязкость, мм ² /с при °С		Температура застывания, °С	Содержание серы, %масс.
			отдельно	суммарно				20	50		
	Газ до		6,58	6,58	-	-	-	-	-	-	-
1	НК(23)-	62	2,94	9,52	0,6315	1,3650	68	0,385			< 0,001
2	40-50	67	3,18	12,70							< 0,001
3	50-60	66	3,13	15,83	0,6612	1,3750	77	0,448			< 0,001
4	60-70	57	2,70	18,53							< 0,001
5	70-90	103	4,89	23,42	0,7011	1,3900	93	0,575	-		< 0,001
6	90-100	103	4,89	28,31	0,7179	1,4050	102	0,666	-		< 0,001
7	100-120	118	5,60	33,91	0,7288	1,4064	109	0,754	-		< 0,001
8	120-140	137	6,50	40,41	0,7423	1,4144	118	0,864	-		< 0,001
9	140-150	81	3,84	44,25	0,7524	1,4200	122	0,981	-		< 0,001
10	150-160	54	2,56	46,81	0,7609	1,4246	127	1,033	-		0,001
11	160-170	69	3,27	50,08	0,7685	1,4279	135	1,141	-		0,002
12	170-180	73	3,46	53,54	0,7792	1,4345	140	1,281	0,888		0,005
13	180-190	56	2,66	56,20	0,7894	1,4404	150	1,495	1,012		0,008
14	190-200	44	2,09	58,29	0,7998	1,4456	159	1,746	1,130	-59	0,011
15	200-220	83	3,94	62,23	0,8048	1,4490	172	2,157	1,328	-56	0,017
16	220-240	72	3,42	65,65	0,8149	1,4540	187	2,658	1,591	-35	0,042
17	240-260	68	3,23	68,88	0,8265	1,4612	200	3,525	1,949	-27	0,079
18	260-280	87	4,13	73,01	0,8379	1,4680	220	4,795	2,489	-18	0,136
19	280-300	71	3,37	76,38	0,8428	1,4706	238	7,213	3,327	-11,5	0,166
20	300-320	40	1,90	78,28	0,8534	1,4765	253	9,925	4,285	-2,5	0,221
21	320-350	67	3,18	81,46	0,8658	1,4830	273	14,813	5,625	6,0	0,320
остаток	>350	365	17,31	98,77	-	-	-	-	-	-	-
потери			1,23	100,00							

Результаты изучения группового углеводородного состава конденсата показывают, что во всех узких фракциях преобладающим является содержание парафиновых углеводородов. С увеличением температуры кипения, содержание парафиновых и нафтеновых углеводородов немного уменьшается и возрастает количество ароматических углеводородов с 1,0 % мас. во фракции НК-62° С до 30,5 % мас. во фракции 300–350 °С. Самое низкое содержание нафтеновых углеводородов приходится на фракцию 300–350 °С (11,1 % мас.). Высокое содержание нафтеновых углеводородов в бензиновых фракциях является положительным фактором, при оценке их в качестве сырья для нефтепереработки.

Результаты определения свойств пластовой нефти по представительным пробам приведены в таблицах 2.4–2.5.

Таблица 2.4

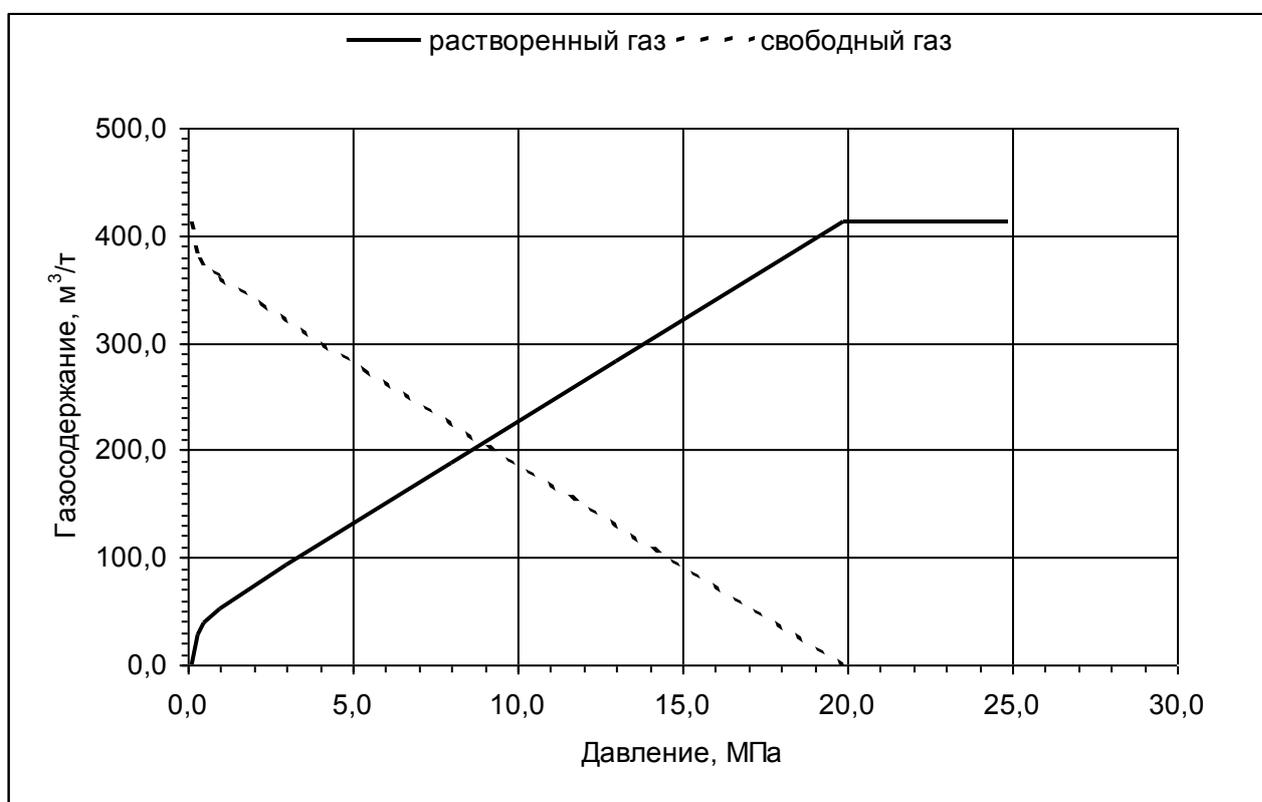
Характеристика пластовой нефти залежи Ю₁²

Давление насыщения, Мпа	19,85
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа * 10 ⁻⁴	39,45
Газосодержание (при однократной сепарации), м ³ /т	399,0
Газовый фактор (при ступенчатой сепарации), м ³ /т	348,2
Объемный коэффициент пластовой нефти:	
– при однократной стандартной сепарации	1,972
– при ступенчатой сепарации	1,802
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м ³	581,5
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа * с	0,22
Плотность сепарированной нефти при 20 ⁰ С, кг/м ³ :	
– после однократной сепарации	792,6
– после ступенчатой сепарации	777,2
Плотность выделившегося газа при 20 ⁰ С, кг/м ³ :	
– при однократной сепарации	1,119
– при ступенчатой сепарации	0,999
Вязкость сепарированной нефти, мПа * с:	
– после однократной сепарации	1,62

Таблица 2.5

Результаты дифференциального разгазирования глубинной пробы нефти скв.19, пласт Ю₁² при температуре 30⁰С

Наименование	Рпл.	Рн.	Ступени сепарации						
Давление, МПа	24,9	19,9	13,0	8,0	3,0	1,0	0,5	0,3	0,1
Газ в растворе, м ³ /м ³	327,4	327,4	224,6	148,7	73,2	40,6	30,9	22,3	0,0
Газ в растворе, м ³ /т	413,1	413,1	283,4	187,6	92,4	51,2	39,0	28,1	0,0
Газ свободный, м ³ /м ³			102,8	178,7	254,	286,	296,	305,	327,
Газ свободный, м ³ /т			129,7	225,5	320,	361,	374,	385,	413,
Объемный коэффициент	2,003	2,020	1,736	1,533	1,34	1,24	1,20	1,16	1,06
Плотность нефти, кг/м ³	581,5	576,7	618,0	655,4	693,	711,	719,	726,	743,
Вязкость нефти, мПа·с	0,22	0,21	0,25	0,30	0,41	0,47	0,50		



Как видно из материалов по исследованию свойств пластовых нефтей, величина газосодержания при однократном разгазировании составляет

399,0 м³/т, 316 м³/м³. Объемный коэффициент пластовой нефти составляет 1,972, плотность нефти 792,6 кг/м³.

При ступенчатом разгазировании газосодержание составляет 348,2 м³/т, 270,6 м³/м³. Объемный коэффициент пластовой нефти составляет 1,802, плотность нефти 777,2 кг/м³, пересчетный коэффициент составляет 0,555. Результаты определения свойств нефти и газа и их компонентного состава представлены в таблицах 2.6.

Таблица 2.6

Компонентный состав газа и нефти (однократная сепарация при 20° С и атмосферном давлении)

Наименование компонента	Молярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Двуокись углерода	1,16	0,00	0,84
Азот + редкие	1,48	0,00	1,07
Метан	68,19	0,05	48,66
Этан	6,02	0,12	4,33
Пропан	9,19	0,75	6,77
Изобутан	3,67	0,91	2,88
Н-бутан	4,71	1,95	3,92
Изопентан	2,13	2,46	2,22
Н-пентан	1,73	3,16	2,16
Гексаны + остаток	1,72	90,60	27,15
Молярная масса, г/моль	26,805	148,0	61,8
Молярная масса остатка			156,6
Плотность, кг/м ³	1,119	792,6	581,5
Газосодержание, м ³ /т			399,1

2.5 Состояние запасов

По состоянию на 01.01.08 г. на государственном балансе находилось пять продуктивных объектов: нефтяной ($Ю_1^1$), газоконденсатные ($Ю_1^{3-4}$, $Ю_3$, $Ю_4$) и нефтегазоконденсатный ($Ю_1^2$).

Последний подсчет запасов был выполнен ООО «ВНИИГАЗ» по состоянию на 01.08.2006 г. и утвержден ГКЗ (протокол № 1490-дсп от 2.11.2007 г.). В целом по месторождению числятся начальные запасы углеводородов промышленных категорий в следующем количестве: нефть 13894/5911 тыс.т., растворенный газ 6732/3004 млн.м³, свободный газ 6226 млн.м³, конденсат 1468/755 тыс.т. Кроме того, на балансе числятся запасы нефти, газа и конденсата по категории С₂: 18484/7949 тыс.т. нефти, 9403/4250 млн.м³ растворенного газа, 2600 млн. м³ свободного газа и 858/426 тыс.т. конденсата.

3 АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ КАЗАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 Проектные показатели разработки

На рисунке 3.1 представлены прогнозные уровни добычи нефти, газа и подтоварной воды на Казанском и Болтном месторождениях.

Максимальная добыча Казанского НГКМ с учетом добычи Болтного месторождения составляет:

- жидкость – 3068 тыс. т/год (2022 год);
- нефть – 1842 тыс. т/год (2017 год);
- газ – 1018 млн. м³/год (2017-2018 г.).

На рисунке 2.3 представлена схема расположения существующих и проектных кустовых площадок Казанского НГКМ. На схеме кустовые площадки условно разделены на три основные группы (участки):

- северная группа – $Q_{\text{жидк max}} = 6400 \text{ м}^3/\text{сут}$ (2020 год);
- западная группа – $Q_{\text{жидк max}} = 1450 \text{ м}^3/\text{сут}$ (2026 год);
- южная группа – $Q_{\text{жидк max}} = 1650 \text{ м}^3/\text{сут}$ (2026 год).

Профили добычи по участкам представлены на рисунках 3.2 – 3.3

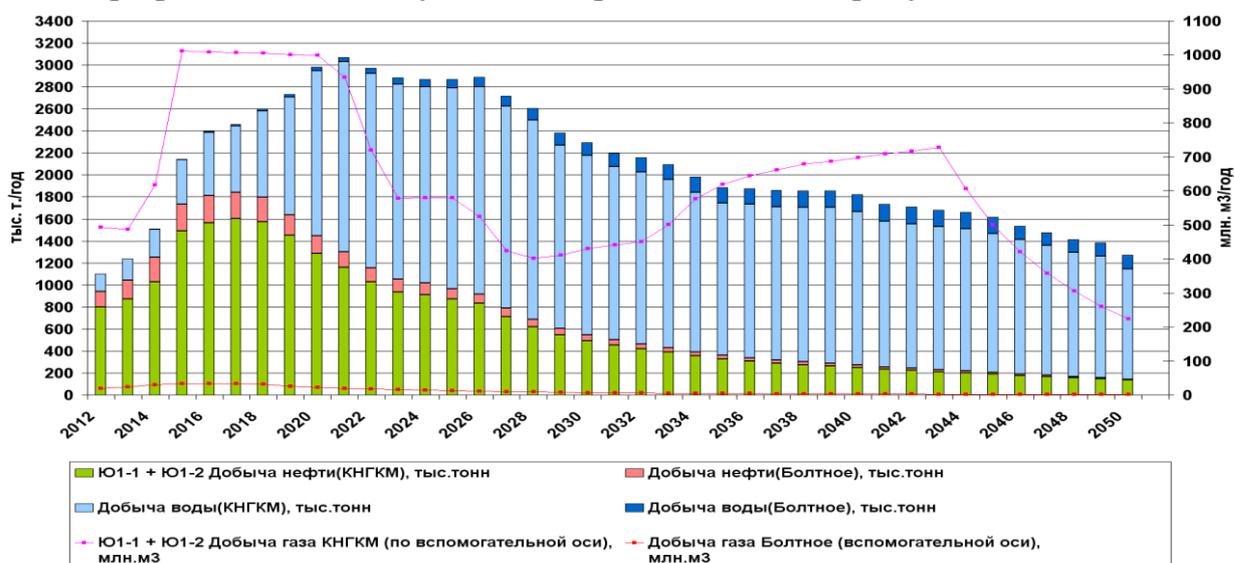


Рисунок 3.1 – Прогнозные уровни добычи Казанского и Болтного месторождений

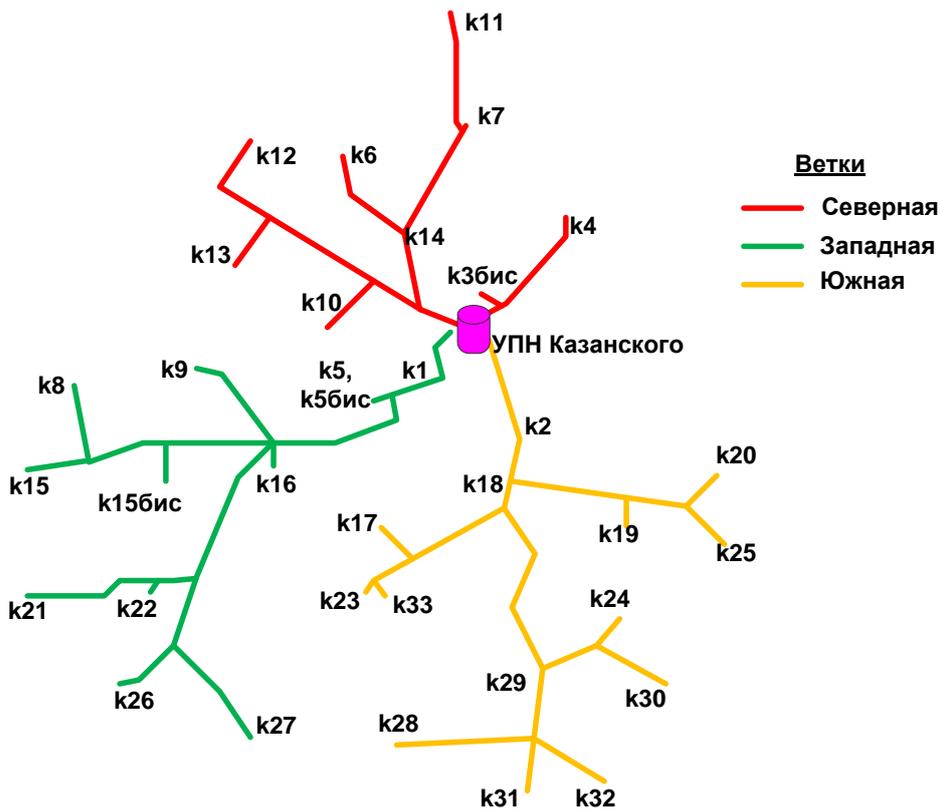


Рисунок 3.2 – Схема кустовых площадок Казанского НГКМ

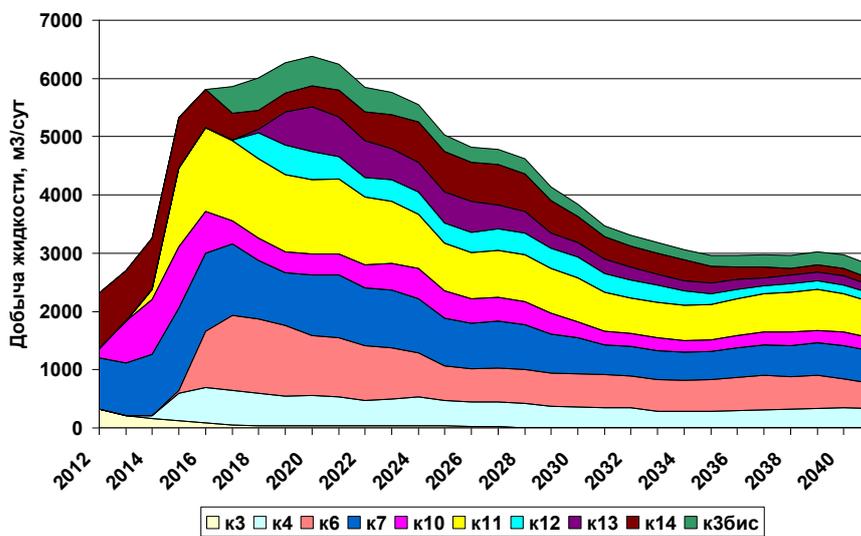


Рисунок 3.3 – Прогноз добычи жидкости на кустовых площадках северной группы

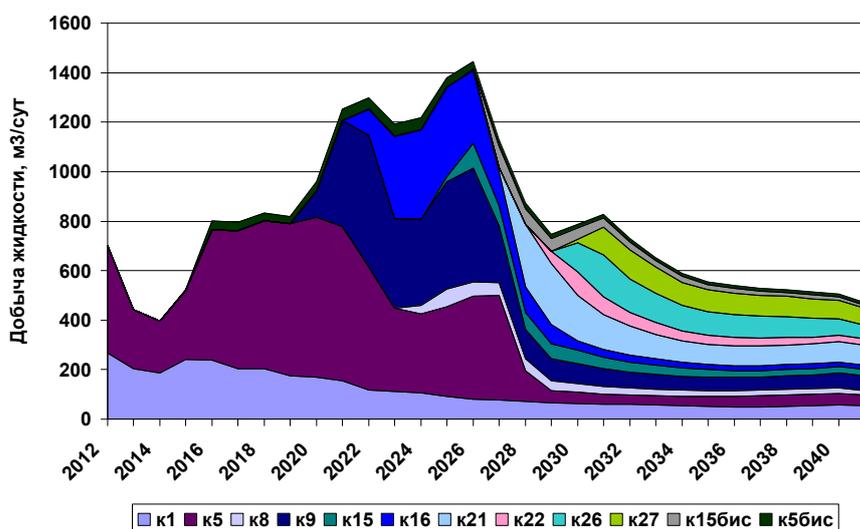


Рисунок 3.4 – Прогноз добычи жидкости на кустовых площадках западной группы

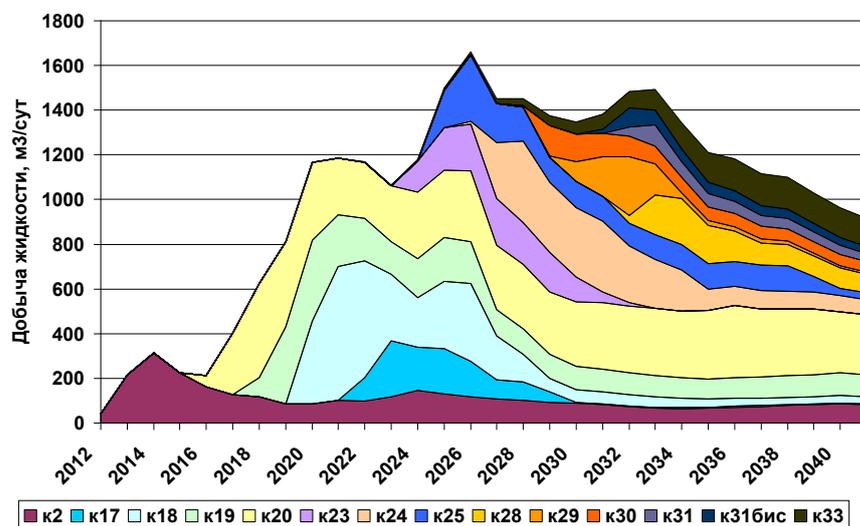


Рисунок 3.5 – Прогноз добычи жидкости на кустовых площадках южной группы

Суммарная добыча жидкости по северной группе кустовых площадок составляет 70 % от всего объема добычи за прогнозный период, на западную группу приходится 13 %, на южную – 17 %.

На рисунках 3.6 -3.8 представлены профили добычи газа по отдельным участкам трубопроводов.

Как и с добычей жидкости, основная добыча газа в первой половине разработки месторождения приходится на северную группу кустовых площадок.

На западной группе добыча газа незначительна и не превышает 0,75 млн.м³/сут.

На южной группе добыча газа по нефтяным кустам сопоставима с западной группой. С вводом газоконденсатного куста 33 в 2022 году добыча газа возрастает до 1,8 млн. м³/сут.

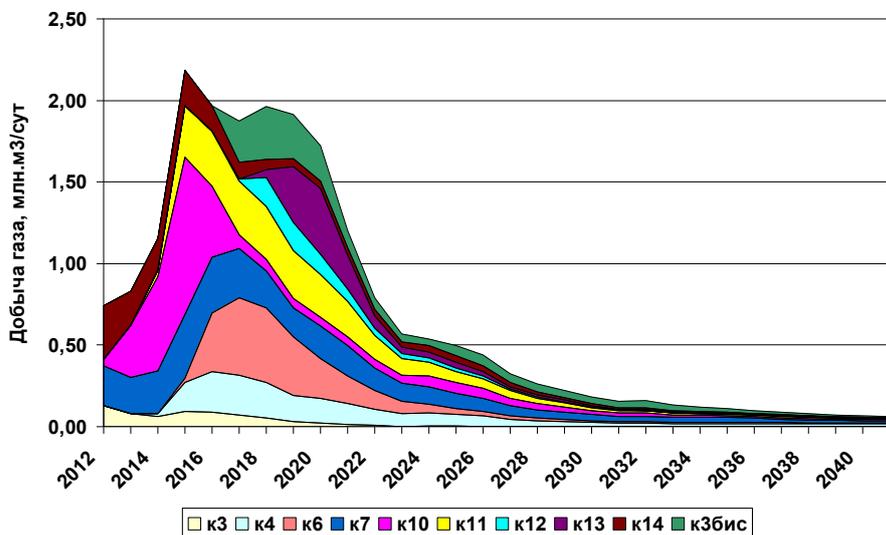


Рисунок 3.6 – Прогноз добычи газа на кустовых площадках северной ветки

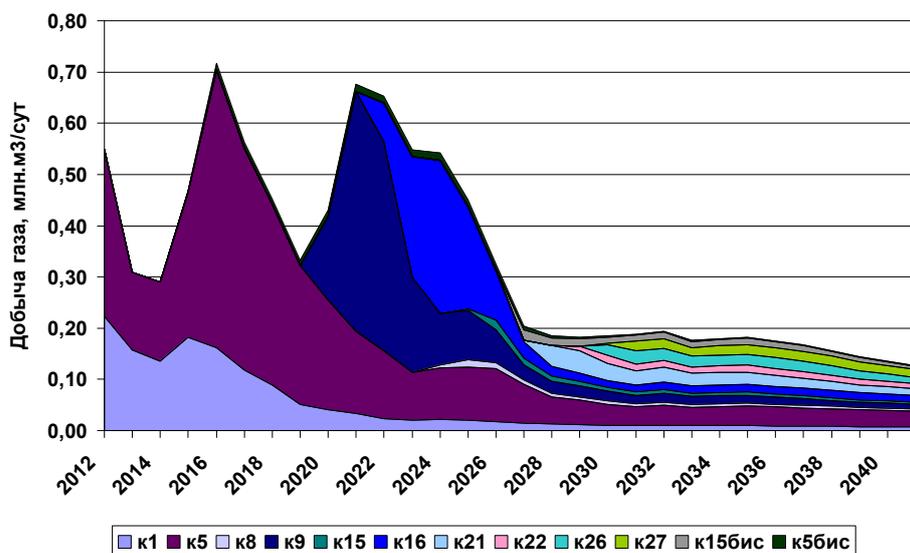


Рисунок 3.7 – Прогноз добычи газа на кустовых площадках западной ветки

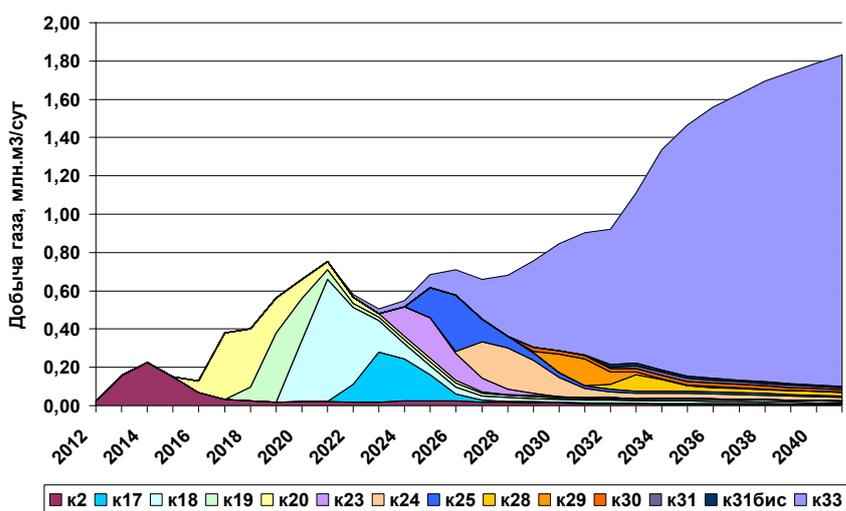


Рисунок 3.8 – Прогноз добычи газа на кустовых площадках южной ветки

Суммарные объемы закачки рабочего агента в систему ППД на Казанском НГКМ представлены на рисунке 3.9.

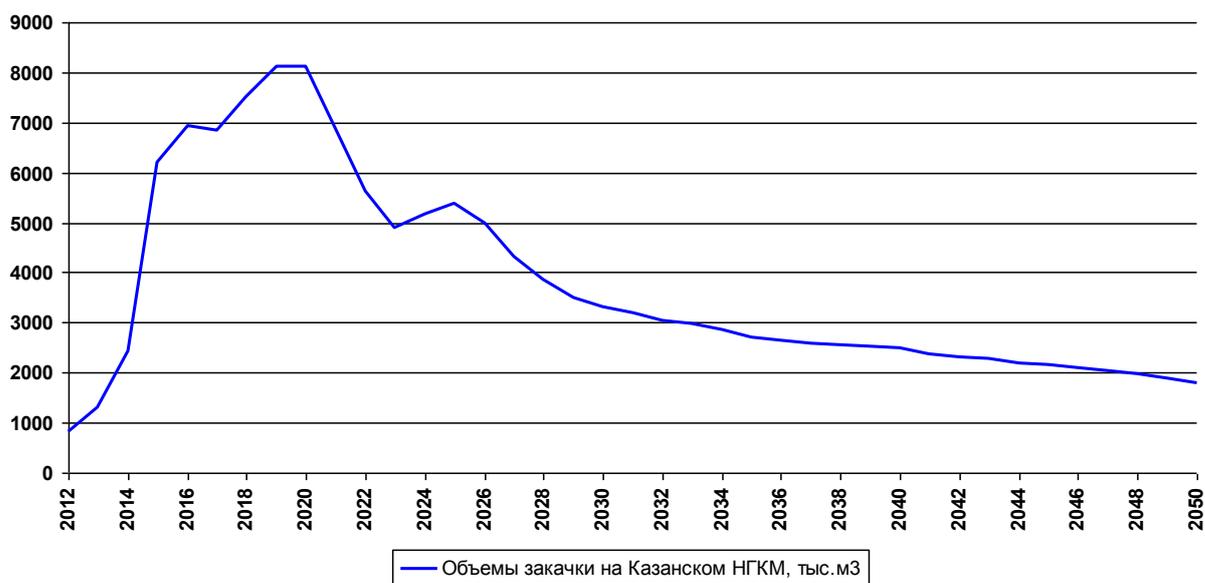


Рисунок 3.9 – Уровень закачки рабочего агента на Казанском НГКМ

Прогнозные уровни закачки рабочего агента на кустовых площадках северной, западной и южной веток представлены на рисунках 3.10 – 3.12.

На северную ветку месторождения приходится 64 % от всего объема закачки, на западную – 14 %, на южную – 22 %.

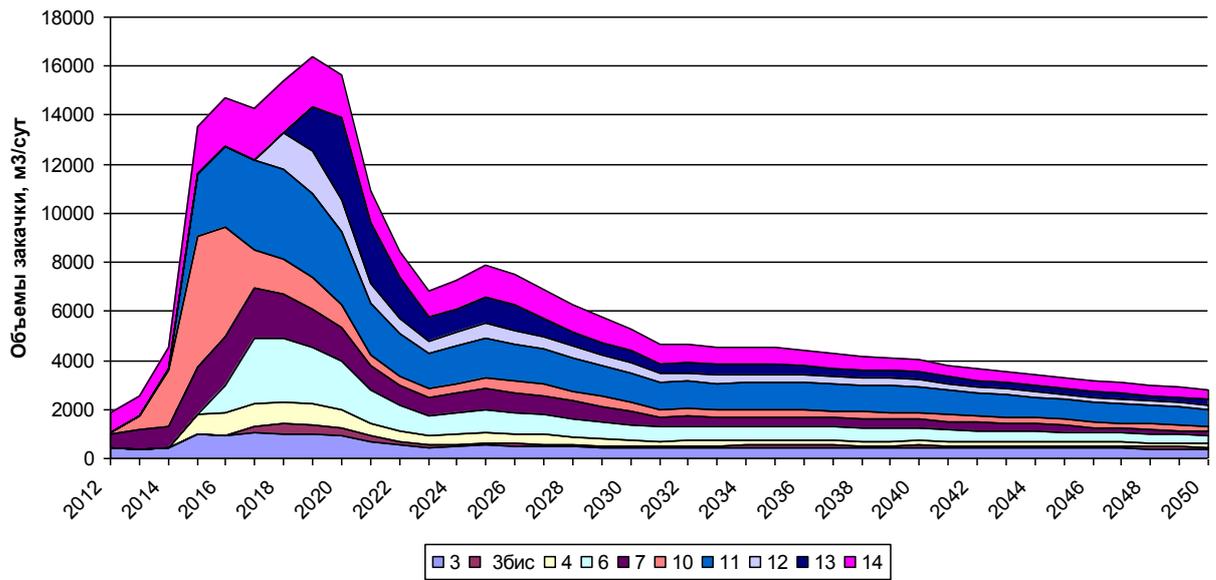


Рисунок 3.10 – Прогнозный уровень закачки рабочего агента на кустовых площадках северной ветки

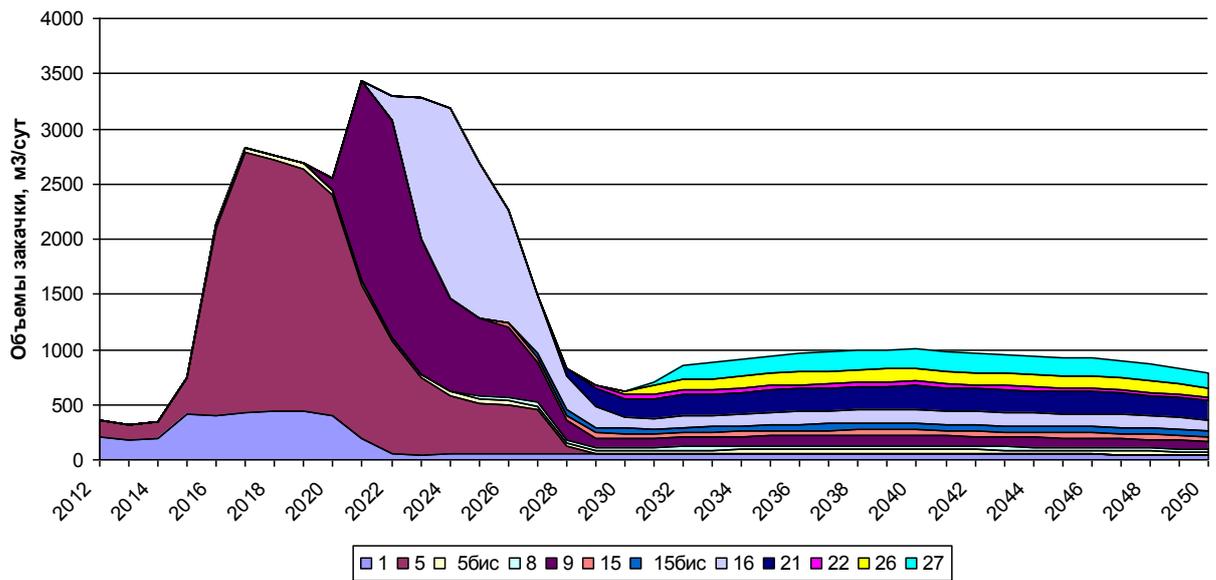


Рисунок 3.11 – Прогнозный уровень закачки рабочего агента на кустовых площадках западной ветки

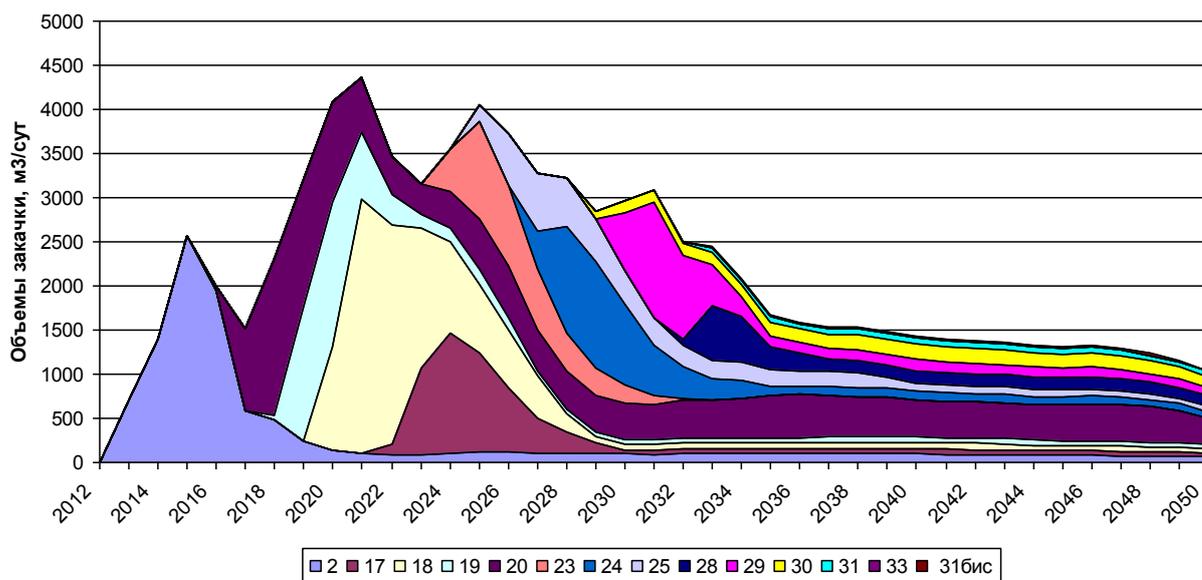


Рисунок 3.12 – Прогнозный уровень закачки рабочего агента на кустовых площадках южной ветки

3.2 Текущее состояние разработки

Проект пробной эксплуатации нефтяной оторочки пласта Ю₁² предусматривал за два года (2009–2010 г.) на участке первоочередного освоения введение 45 добывающих скважин, расположенных на 4-х кустовых площадках, и 3 разведочные скважины, находящихся на отдельных площадках. В 2015 году (седьмой год пробной эксплуатации) участок отрабатывается в режиме истощения имеющимся фондом 115-ти добывающих скважин. Этот этап позволил уточнить характер распространения коллекторов, определить границы залежи и положение водонефтяного контакта, а также решить другие задачи доразведки.

Порядок ввода эксплуатационных и разведочных скважин на первом шестилетнем этапе пробной эксплуатации представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 Ввод эксплуатационных и разведочных скважин в 2009–2015 г.

год	Дата ввода	№куста	Назначение скважин	Кол-во скв.
2009	20.05.2009	отдельные	Разведка и эксплуатация	3
	20.05.2009	3	эксплуатация	11
	01.09.2009	1	эксплуатация	11
	01.12.2009	5	эксплуатация	7
2010	01.03.2010	14	Разведка и эксплуатация	16
2011	15.08.2011	7	Разведка и эксплуатация	21
2012	01.06.2012	10	эксплуатация	12
	04.07.2012	2	эксплуатация	10
2013	5.08.13	11	эксплуатация	13
	1.05.13	6	эксплуатация	19
2014	13.03.2014	1 бис	эксплуатация	6
	12.09.14	4	эксплуатация	10
2015	4.03.2015	3 бис	эксплуатация	10
Итого				149

Проектом предусматривалось три сценария продолжения разработки залежи:

- в режиме истощения;
- в режиме заводнения (поддержание пластового давления (ППД) путем нагнетания воды);
- в режиме газовой репрессии (ППД путем нагнетания газа).

Размещение эксплуатационных скважин по площади нефтеносности во всех вариантах осуществляется в пределах изопахиты 2,5 м. Причудливая конфигурация площади нефтеносности, наличие газовой шапки и зон выклинивания коллекторов сужает выбор возможных схем размещения скважин. При линзовидном распространении коллекторов, которым характеризуется пласт Ю₁², равномерное размещение эксплуатационных скважин является предпочтительным.

Вследствие незначительной толщины покрышки, разделяющей пласты Ю₁¹ и Ю₁² (I и II эксплуатационные объекты), на пласт Ю₁² по техническим ограничениям предусмотрено бурение только наклонно-направленных скважин. В вариантах разработки с ППД забойное давление нагнетательных скважин ограничено величиной 27,5 МПа во избежание нарушения герметичности глинистой перемычки между пластами Ю₁¹ и Ю₁².

Вариант 1 (истощение). Расчет разработки в режиме истощения является традиционным. Газовая шапка не разрабатывается.

Эксплуатационные скважины размещены равномерно по треугольной сетке с плотностью 700*700 м (49 га/скв).

Эксплуатационный фонд составил 218 единиц. Ввод скважин завершается к 2018 году, исходя из возможности ввода около 30–35 скважин в год.

После прекращения фонтанирования скважины переводятся на газлифтную эксплуатацию.

Вариант 2 (заводнение). Разработка при поддержании пластового давления нагнетанием воды в настоящее время является наиболее распространенным способом добычи нефти. Рассмотрена трехрядная схема размещения скважин – три ряда добывающих скважин и один ряд нагнетательных. Скважины размещены равномерно по треугольной сетке с плотностью 700*700 м (49 га/скв.). Для решения проблемы использования попутного газа в варианте предусмотрено его нагнетание (после сепарации на установке подготовки нефти (УПН)) в газовую шапку, что, кроме того, служит дополнительным фактором для поддержания давления и увеличения нефтеотдачи

Эксплуатационный фонд составил 229 единиц, из них 178 добывающих нефтяных, 44 нагнетательных водных и 11 нагнетательных газовых.

Вариант 3 (газовая репрессия). Разработка нефтяных залежей при поддержании давления нагнетанием газа (газовая репрессия) получила распространение в мировой практике в последние десятилетия. При вытеснении нефти газом получают более высокие коэффициенты вытеснения и коэффициенты извлечения нефти, особенно для коллекторов с низкой проницаемостью. Благоприятным фактором при вытеснении нефти газом являются процессы взаимного растворения флюидов. Для Казанского месторождения, в нефти которого содержатся значительные запасы растворенного газа, этот метод позволяет комплексно решить проблему использования попутного газа не только пласта Ю₁², но и пласта Ю₁¹ (I эксплуатационный объект). Отметим, что нефть пласта Ю₁¹ относится к категории летучих, это пластовый флюид, фазовое состояние которого близко к окологкритическому.

В перспективе после доразведки при освоении всех нефтегазовых ресурсов Казанского месторождения, включая газоконденсатные залежи пластов Ю₁³⁻⁴, Ю₃ и Ю₄, будет осуществлено обустройство промысла установками для подготовки и транспорта товарного газа в систему магистральных газопроводов. В этом случае возможен переход на разработку нефтяных объектов с поддержанием давления как при водогазовом воздействии, так и при простом заводнении.

В варианте 3 (газовая репрессия) эксплуатационный фонд скважин составил 218 единиц, из которых 174 – добывающие нефтяные, 44 – нагнетательные газовые. Причем газ нагнетается только в нефтяную залежь.

По результатам пробной эксплуатации были сделаны выводы о нерентабельности применения варианта № 3.

Выбрана площадная пятиточечная система разработки в режиме заводнения с сеткой 500*500.

4 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

4.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН

Электроцентробежная насосная установка - комплекс оборудования для механизированной добычи жидкости через скважины с помощью центробежного насоса, непосредственно соединенного с погружным электродвигателем.

Установки имеют два исполнения: обычное и коррозионностойкое. Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5-125-1200, где У - установка; Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1200 - напор, м; Для установок коррозионно-стойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Показатели назначения по перекачиваемым средам следующие: среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа); максимальное содержание попутной воды – 99 %; максимальное содержание попутного газа у основания двигателя без установки газосепаратора – 25 %; температура перекачиваемой жидкости для обычного исполнения не более 120°С; темп набора кривизны ствола скважины не должен превышать 2 ° на 10 м.

Установка электроцентробежного насоса для нефтяных скважин включает:

- центробежный насос с 50-600 ступенями;
- асинхронный электродвигатель, заполненный специальным диэлектрическим маслом;
- протектор, предохраняющий полость электродвигателя от попадания пластовой среды;
- компенсатор;
- кабельную линию;
- трансформатор и станцию управления.

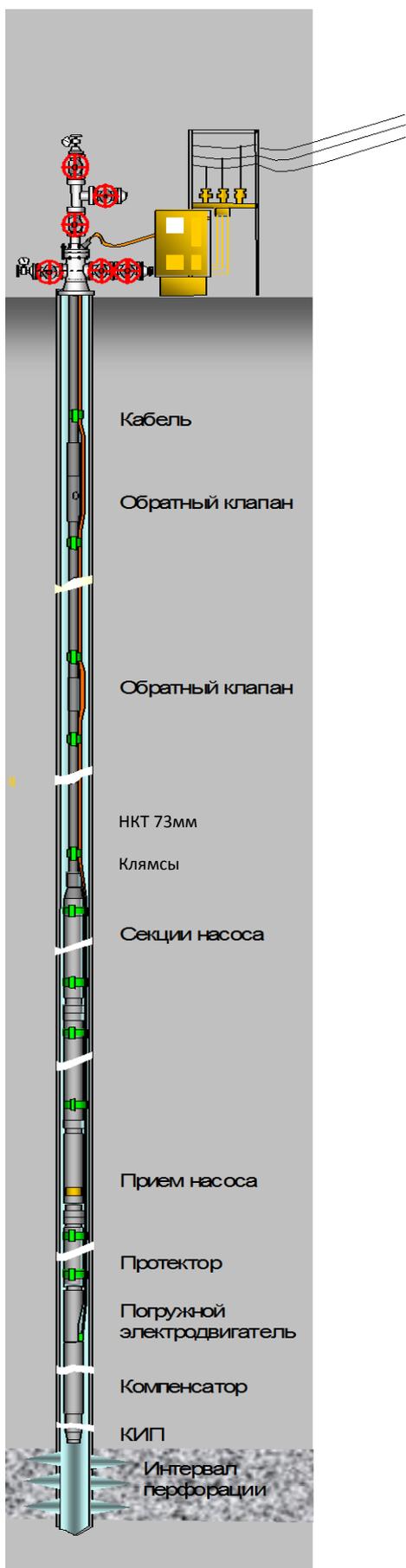


Рисунок 4.1 – Состав УЭЦН

На рисунке 4.1 представлена одна из часто встречаемых на промысле схема оборудования добывающей скважины установкой погружного центробежного насоса.

Длина ЭЦН 25-30м. При длине центробежного насоса и электродвигателя св. 5-8 м (в зависимости от диаметра) они состоят из отдельных секций.

Поэтому для удобства сборки, транспортировки, монтажа погружные центробежные насосы спроектированы по секционному принципу.

Как правило, насос включает нижнюю секцию с приёмной сеткой, среднюю и верхнюю секции, причём средних секций может быть несколько. Широко применяются также варианты комплектации насосов средней секцией с дополнительным входным модулем. В тех случаях, когда требуется устранить вредное влияние свободного газа на работу насоса, в состав приемного модуля включается газосепаратор.

Основными составными частями секции насоса являются вал и пакет ступеней: рабочих колёс и направляющих аппаратов.

Жидкость, проходя через направляющие аппараты разгоняется и, под действием центробежных сил, устремляется к следующей ступени. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.

Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой продукции, а

установленный в нем газосепаратор для разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство. Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем – к протектору.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса. Обратный клапан используется также при опрессовке колонны насосно-компрессорных труб после спуска установки в скважину.

Спускной (сбивной, сливной) клапан предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны насосно-компрессорных труб) при подъеме насоса из скважины.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 до 2300 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. Синхронная частота вращения вала двигателя – 3000 об/мин. Рабочее направление вращения вала, если смотреть со стороны головки – по часовой стрелке. Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя, состоящая из: протектора и компенсатора – это специальное устройство, которое выполняет следующие функции:

- уравнивает давление во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине;
- компенсирует тепловое изменение объема масла во внутренней полости двигателя;

- защищает внутреннюю полость двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращает утечки масла при передаче вращения от электродвигателя к насосу.

При работе установки ЭЦН в процессе включений и выключений электродвигателя заполняющее его масло периодически нагревается и охлаждается, изменяясь соответственно в объёме. Изменение объёма масла компенсируется за счёт деформации эластичных диафрагм компенсатора и протектора. Проникновению же в двигатель пластовой жидкости препятствуют торцовые уплотнения протектора.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъёмной соединительной сработкой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления.

Трансформатор служит для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режим работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен запуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Однако в зимних условиях на месторождениях Крайнего Севера и Западной Сибири, когда существует опасность замерзания устьевого арматуры и выкидной линии скважины при остановке насоса, автоматический запуск нежелателен. Более предпочтительным здесь является ручной запуск установки. При этом оператор приезжает на скважину и включает насос в работу только после пропаривания устьевого арматуры и выкидной линии.

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном электронасосном агрегате, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации.

4.2 Характеристика фонда скважин, оборудованная УЭЦН

В настоящее время способ эксплуатации нефтяных скважин при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) является в Российской Федерации основным способом механизированной добычи нефти.

Весь фонд УЭЦН Казанского месторождения представлен насосами Российского производства фирмы «Алнас».

На данном месторождении в общем фонде находятся 124 добывающие и нагнетательные скважины.

Таблица 4.1 Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Общий фонд	124
	Эксплуатационный фонд	115
	из них фонтанные	35
	ЭЦН	80
	в освоении	7
	В консервации	-
	Пьезометрические	2
	Наблюдательные	-
	В ожидании ликвидации	-
	Ликвидированные	-
	Переведены под закачку	15
	Переведены на другие горизонты	-
Фонд нагнетательных скважин	Переведены из добывающих	15
	Общий фонд	15
	Эксплуатационный фонд	15
	в т.ч. действующие	15
	в бездействии	-
	в освоении	-

Используется фонтанный способ добычи нефти, около 50% от общего числа скважин. Также используется механизированный способ добычи нефти, а именно при помощи ЭЦН. На долю механизированного фонда приходится около 227 т/сут, общая суточная добыча нефти составляет около 2384 т/сут. Продолжается бурение новых эксплуатационных скважин.

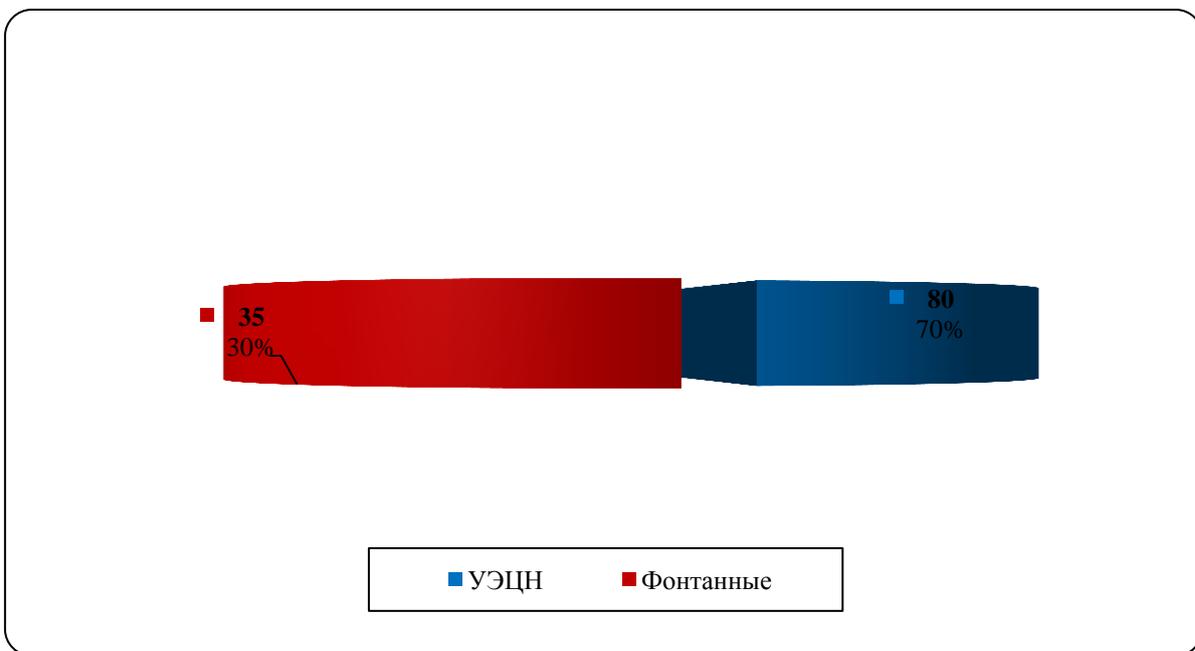


Рисунок 4.2. - Количество добывающих скважин по способам эксплуатации

Для фонтанного способа добычи применяется фонтанная арматура фирмы ОАО «Корвет» и ЗАО «Технология» а для механизированного фонда установлены ЭЦН фирмы «Алнас-Н».

Распределение механизированного фонда в целом по месторождению представлено на рисунке 4.3.

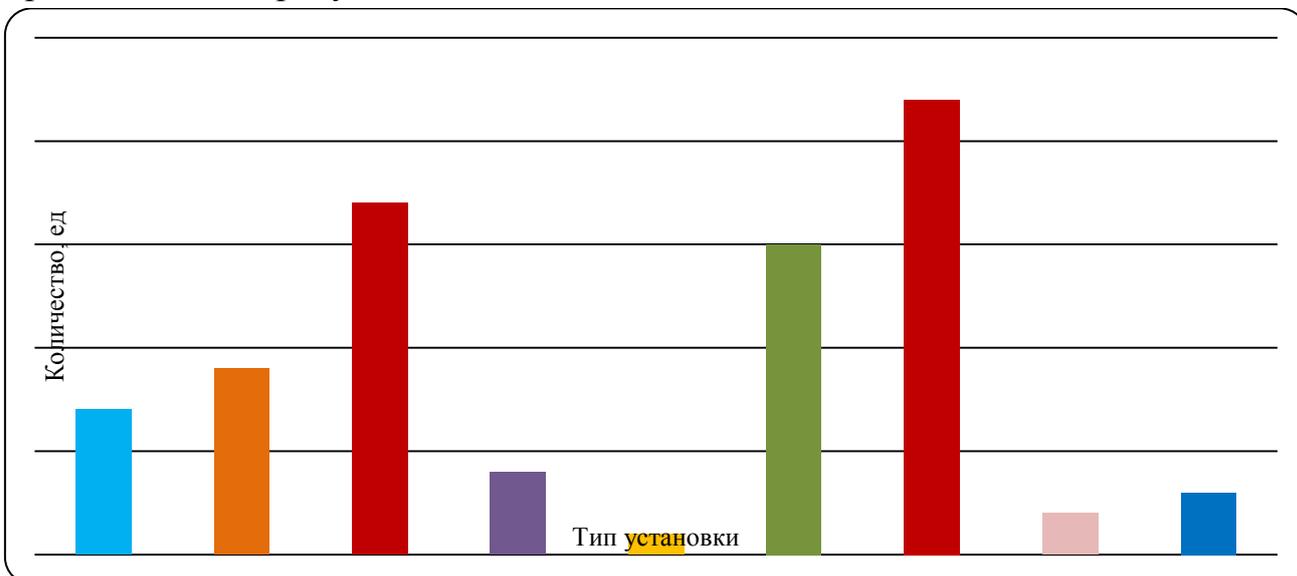


Рисунок 4.3 - Распределение механизированного фонда скважин по типам УЭЦН Казанского месторождения

На данном месторождении существует система ППД. Она состоит из блочной кустовой насосной станции (БКНС), блока распределения воды (БРВ), нагнетательных трубопроводов и системы подготовки воды, которая в свою очередь имеет в своем составе сепаратор объемом 25 м^3 , два отстойника воды объемом 100 м^3 каждый и два резервуара объемом 700 м^3 . Суточный объем подготовленной воды составляет 4000 м^3 .

Глубина спуска УЭЦН колеблется от 2155 м до 2874 м. Основные данные по добыче нефти скважинами, оборудованными УЭЦН на 01.01.2015 года:

- добыча нефти за месяц – 60000 тонн, что составляет 71,4 % от общей добычи нефти;
- средний газовый фактор УЭЦН – $380 \text{ м}^3/\text{т}$;
- средний дебит по нефти – 28,16 т/сут;
- средняя обводненность – 20%.

На 01.01.2015 года на КНГКМ находилось 80 скважин, оборудованных УЭЦН, что составляет 64,5 % от общего действующего фонда добывающих скважин.

На механизированный способ эксплуатации скважины были переведены в 2012 году в силу отсутствия стабильного фонтанирования сразу после бурения. На всех скважинах перед спуском УЭЦН предварительно было проведено ГРП.

4.3 Негативные факторы, влияющие на работу УЭЦН

В добываемой жидкости могут содержаться как продукты разрушения пласта, смолы, соли, парафин, так и привнесенные с дневной поверхности при ремонтных работах или при технологических операциях различные примеси органического и неорганического происхождения.

Эксплуатация УЭЦН в скважинах, пласты которых сложены слабосцементированными и рыхлыми песчаниками, сопровождается разрушением пласта и поступлением жидкостно-песчаной смеси в насос. При содержании песка в откачиваемой жидкости до 1% в течении 10 – 15 суток полностью выходят из строя торцевые поверхности рабочих колос, ступицы, уплотнения, текстолитовые шайбы, пяты, вал. Интенсивный вынос песка ведет так же к образованию песчаных пробок и полному прекращению подачи.

Отдельную группу составляют скважины, попадание механических примесей в которые происходит с поверхности из-за низкой культуры ремонта

скважин. Наиболее частой причиной отказа УЭЦН в таких скважинах является прекращение подачи по причине засорения приема.

Рассмотрим причины отказов УЭЦН. Как видно из диаграммы 4.4., наибольший процент составляют отказы по причине механических примесей 39 – 44%. От 1 – до 10% отказов УЭЦН составили причины по ГТМ, слабый приток и прочие. От 22 до 25% наработка на отказ составляет по причине АСПО, от 17 до 29% по причине влияния газа.

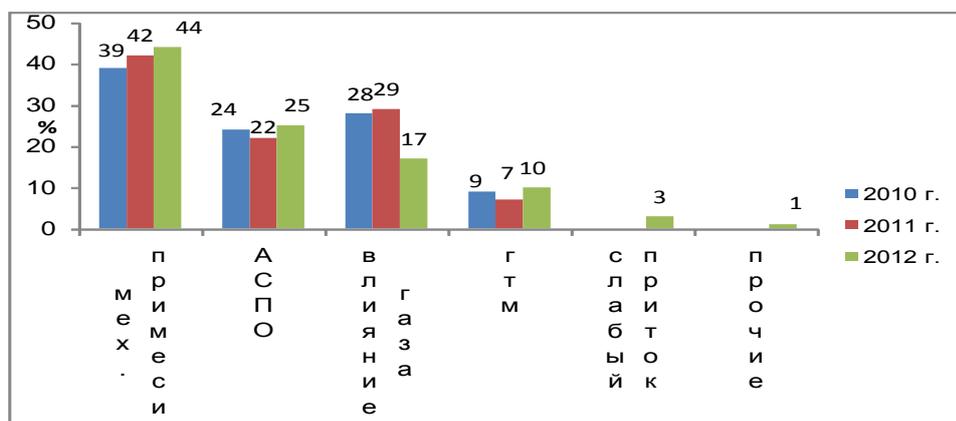


Рисунок 4.4 - Причины отказов УЭЦН

Как известно, наличие свободного газа на приёме погружной насосной системы существенно снижает её эффективность работы так как:

- свободный газ снижает объем жидкости в ступени ЭЦН;
- разделение жидкости и газа в поле центробежных сил снижает напор ступени;
- газ стремится застрять в ступени (скапливаясь у центра) и заблокировать поток жидкости;
- блокирование газом происходит в первых ступенях насоса и может привести к блокированию всего насоса (срыв подачи);
- газ является плохой смазкой для подшипников;
- из-за низкой теплоемкости газа снижение дебита может привести к перегреву или сгоранию двигателя.

Наибольшее значение газового фактора скважины, эксплуатируемой УЭЦН, на 01.01.2015 год составляет 435 м³/т, минимальное значение равно 153 м³/т.

4.4 Анализ наработки на отказ

Нарботка на отказ характеризует среднюю работоспособность скважинного оборудования с момента запуска до отказа.

Расчет наработки на отказ ($N_{отк}$) производится по формуле:

$$N_{отк} = \Sigma T_i / \Sigma N_i, \text{ сут.}$$

где: ΣN_i – суммарное количество отказов скважинного оборудования за отчетный период, шт.

ΣT_i – суммарное отработанное отказавшим (ΣN_i) скважинным оборудованием время с момента пуска скважины в работу до отказа, сут.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий со скважинным оборудованием (аварии с насосами, НКТ, штангами), отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями.

В отказах не учитываются:

- геолого-технические мероприятия (ГТМ)
- смена, ремонт, ревизия устьевого и наземного оборудования
- исследования скважин
- остановки по геологическим причинам (100% обводнение пластовой или посторонней водой и т.п.)
- остановки по технологическим причинам (на подачу электроэнергии со стороны энергосбытовых предприятий и т.п.)
- остановка в связи с принятием решения о переводе скважин в другие категории (под нагнетание, поглощение, в контрольные, пьезометрические, водозаборные, в консервацию, ликвидацию и т.п.).

Восстановление работоспособности скважинного оборудования без его подъема на поверхность не считается отказом. Нарботка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации (ЭЦН, ШГН, др.). Расчет наработки на отказ ведется отдельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием.

Динамика наработки на отказ за 2012-2014 г. на Казанском месторождении показана в таблице 4.2 и на рисунке 4.5.

Таблица 4.2 Динамика наработки на отказ скважин Казанского месторождения

Нарботка на отказ, сут.	273	270	268
Казанское месторождение	2012	2013	2014

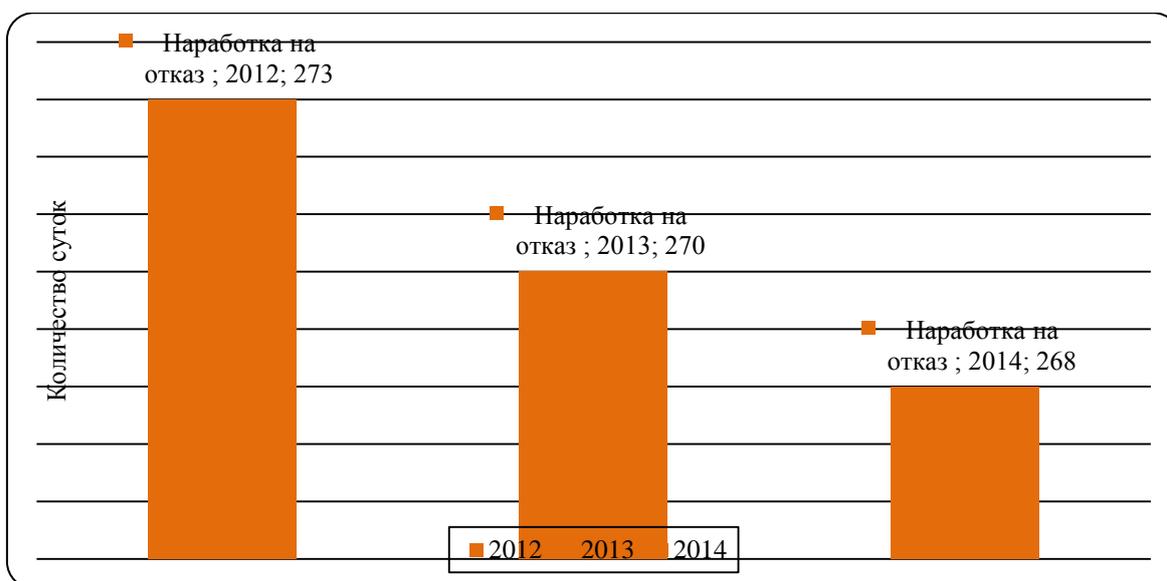


Рисунок 4.5 – Динамика наработки на отказ скважин КНГКМ

4.5 Межремонтный период

Межремонтный период определяется по действующему фонду скважин, по способам эксплуатации (фонтан, УЭЦН, УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт МРП работы скважин производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте МРП работы скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = T / N, \text{ сут}$$

где T , [сут.] – суммарное отработанное время с момента вывода на режим внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N , [шт.] – Количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год)

При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР, и не учитываются ГТМ и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Данные о работе, остановках и отказах скважины, наряду с другими показателями работы, фиксируются в журнале учёта работы скважины. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Дочернее общество по данным, полученным от всех ЦДНГ, составляет сводные данные МРП работы скважин по способам эксплуатации.

В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим средние показатели межремонтного периода Казанского месторождения за период 2012-2014 гг. (таблица 4.3 и рисунок 4.6).

Таблица 4.3

Динамика МРП Казанского месторождения

МРП	600	620	570
Казанское месторождение	2012	2013	2014

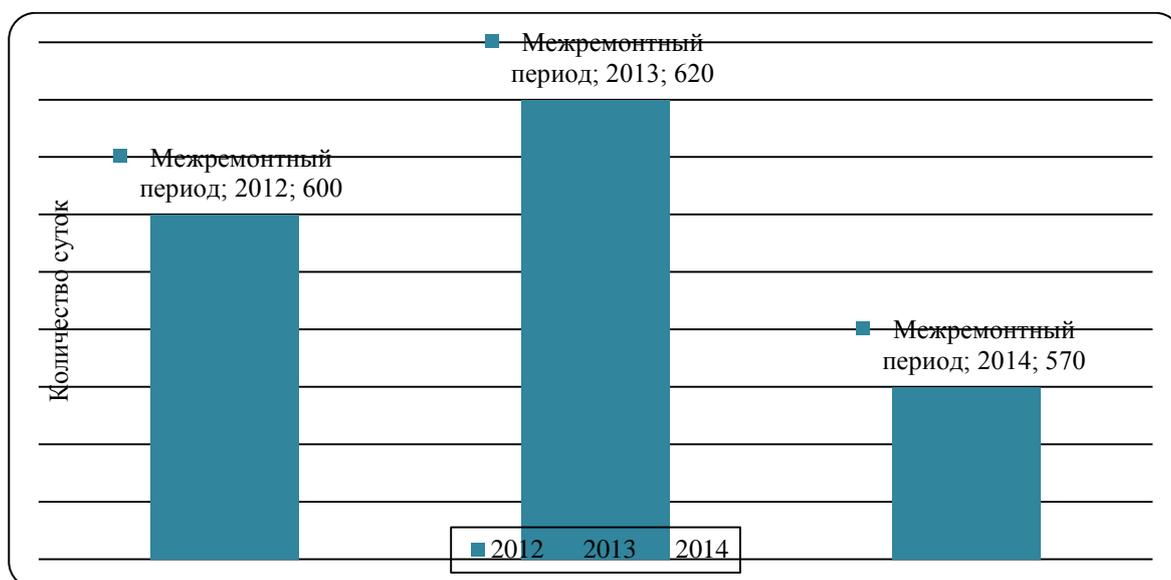


Рисунок 4.6 – Динамика межремонтного периода Казанского месторождения

Таким образом, межремонтный период скважин Казанского месторождения на конец 2014 года в среднем составляет 570 суток. Подобные показатели являются достаточно высокими для отдельного цеха, так как гарантийный срок составляет для оборудования отечественного производства 365 суток.

5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ФОНДА СКВАЖИН

5.1 Применение газосепараторов

Скважины Казанского месторождения, оборудованные УЭЦН, эксплуатируются при высоких входных газосодержаниях, что значительно снижает развиваемое давление и подачу насоса. Нередко повышенное

газосодержание на приеме насоса приводит к срыву производительности установки и длительному простоя скважины с целью дегазации насоса и запуску скважины с высоким давлением на приеме насоса. Одним из способов, позволяющих сократить время простоя скважин, является применение более совершенных газосепараторов. В настоящее время надежным способом снижения вредного влияния газа на работу ЭЦН является применение центробежных газосепараторов.

В нефтяной отрасли в разные годы применялись три типа газосепараторов: гравитационные, вихревые и центробежные. Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил. Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный - наибольший, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает промежуточное положение.

Российскими производителями выпускаются газосепараторы в соответствии со следующими нормативными документами:

ТУ 26-06-1416-84. Модули насосные — газосепараторы МНГ и МНГК.

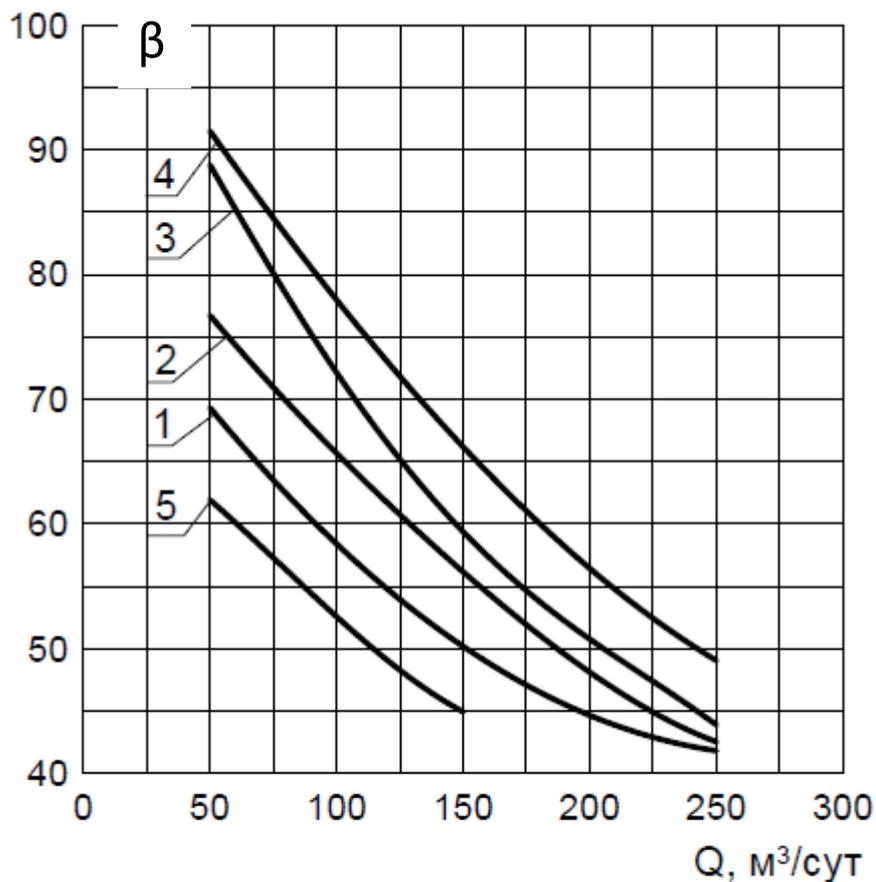
ТУ 313-019-92. Модули насосные — газосепараторы Ляпкина МН ГСЛ.

ТУ 3381-003-00217780-98. Модули насосные — газосепараторы МНГБ5.

ТУ 3665-019-12058737-2009. Модули насосные — газосепараторы ГН производства «Новомет».

Зависимость максимального газосодержания от подачи жидкости, заявленная компанией «Новомет», представлена на рисунке 5.1.

По принципиальной схеме эти газосепараторы являются центробежными. Они представляют собой отдельные насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса посредством фланцевых соединений. Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.



1 – ГН5; 2 – 2ГН5; 3 – ГН5А
4 – 2ГН5А, 5- ГН4.

Рисунок 5.1 – Зависимость максимального газосодержания от подачи жидкости

Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ, представленный на рисунке 5.2, состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основания 3 с приемной сеткой и вала 4 с расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов 5, 6 для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника 7. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами 8 для приема газожидкостной смеси, подпятник 9 и втулка 10 радиального подшипника. На валу размещены пята 11, шнек 12, осевое рабочее колесо 13 с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы 14 и втулки радиальных подшипников 15.

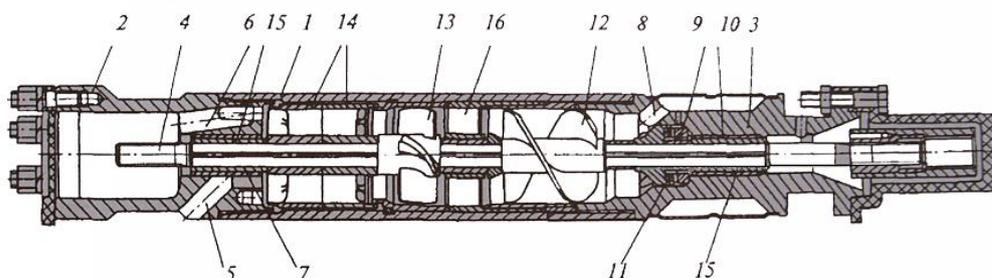


Рисунок 5.2 – Сепаратор типа МН(К)-ГСЛ

Газосепаратор работает следующим образом[4]: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство.

В зависимости от газосодержания на приеме насоса фирма Centrilift рекомендует и поставляет газосепараторы гравитационного типа - для газосодержания до 10 % и газосепараторы центробежные (при больших значениях газосодержания).

Центробежный газосепаратор, изображенный на рисунке 5.3, состоит из ротора винтового типа, направляющего аппарата, сепарационной камеры в виде цилиндрического барабана с радиальными лопатками и наружным бандажом, камеры отвода свободного газа в затрубное пространство и отвода газосодержащей смеси в первую ступень отвода.

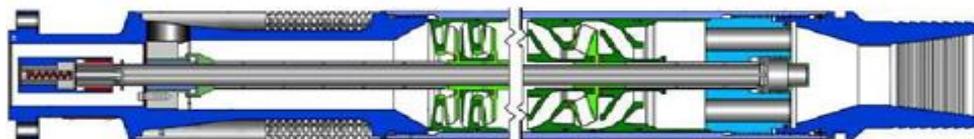


Рисунок 5.3 – Центробежный газосепаратор фирмы Centrilift

Газосепараторы модели ERSE2 фирмы Centrilift работают по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости. Суперкавитирующий эффект заключается в том, что перед поступлением газожидкостной смеси в центробежный разделитель пузырьки свободного газа принудительно укрупняются в суперкавитирующем колесе в результате создания самовентилирующихся газовых суперкаверн в потоке смеси. При этом одновременно с закручиванием потока газожидкостной смеси осуществляется эвакуация образовавшихся крупных газовых пузырьков из суперкаверн.

По данным фирмы центробежный газосепаратор обеспечивает отделение до 90 % свободного газа [5,6].

По результатам исследований фирмы выявлено, что наличие наружного бандажа у радиальных лопаток цилиндрического барабана повышает коэффициент сепарации свободного газа и предохраняет корпус газосепаратора от абразивного и эрозионного износа в откачиваемой жидкости.

Для откачивания из скважин нефтяной продукции, представляющей собой ГЖС, установками погружных центробежных насосов фирма REDA предлагает различные конструкции устройств.

Для случаев с большим газосодержанием (60 %) на приеме фирма предлагает центробежный газосепаратор, представленный на рисунке 5.4. По данным фирмы, центробежный газосепаратор удаляет из ГЖС до 90 % свободного газа.



Рисунок 5.4 – Центробежный газосепаратор фирмы REDA

Следует отметить высокий напор, развиваемый центробежным сепаратором фирмы REDA, и незначительное влияние величины газосодержания на напорную характеристику газосепаратора.

Вихревой газосепаратор VGS (Vortex Gas Separator) обладает высокой сепарационной характеристикой за счет создания после рабочего колеса свободной проточной части достаточного поперечного сечения и протяженности. Газосепаратор отличается повышенной надежностью благодаря снижению вибрации за счет установки трех износостойких керамических радиальных подшипников и уменьшению расстояния между ними. Снижение вибрации газосепаратора достигается также за счет уменьшения массы вращающихся деталей, размаха лопастного ротора и снижения потребляемой мощности.

Современные конструкции центробежных газосепараторов включают в свой состав диспергирующее устройство для дробления газовых пузырьков, содержащихся в газожидкостной смеси, направляемой на вход погружного насоса.

Накопленный в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина опыт работы с газосепараторами дает возможность четко определить эффективность применения конкретной конструкции газосепаратора. Для определения эффективного газоотделения проводили стендовые испытания серийных газосепараторов различных заводов-производителей на модельной газожидкостной смеси.

В результате исследования были испытаны конструкции центробежных газосепараторов габарита 5А отечественных и импортных производителей к погружным насосам типа ЭЦН:

– газосепаратор фирмы Centrilift (модель ERSE2, серия 400, внешний диаметр 101,6 мм) работает по принципу суперкавитации при отделении газа от жидкости;

– газосепаратор фирмы ODI (модель RGVL-05-HR-AE, серия 55). Принцип действия основан на использовании вихревого циклонного эффекта;

– газосепаратор ГДНК5А, представленный на рисунке 5.5, был разработан в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина по заказу ЗАО «НОВОМЕТ-ПЕРМЬ». Основным преимуществом ГДНК5А является применение диспергирующего устройства, включенного в конструкцию газосепаратора.

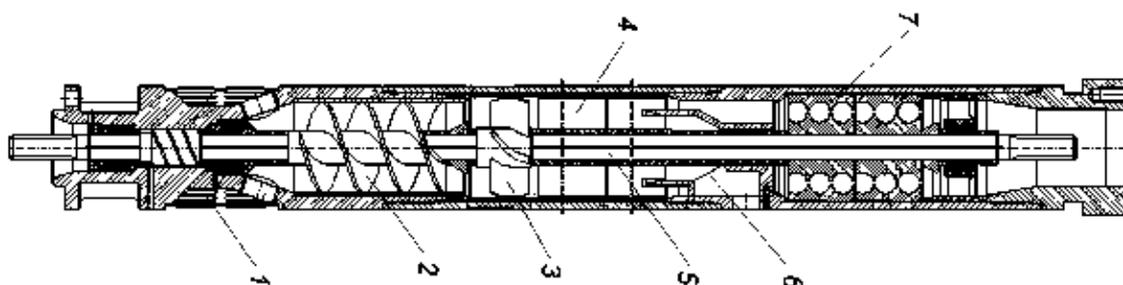


Рисунок 5.5 – Газосепаратор-диспергатор типа ГДН

Газосепаратор-диспергатор ГДН состоит: 1 – приёмная сетка, 2 – шнек, 3 – кавернообразующее колесо, 4 – сепарационные барабаны, 5 – вал, 6 – узел отвода газа, 7 – диспергатор.

После проведения серии экспериментов на стенде кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина и последующего анализа полученных результатов были сделаны следующие выводы:

1) Наилучшие результаты получены при использовании центробежного газосепаратора ГДНК5А (рисунок 5.6).

2) Применение диспергирующего устройства в конструкции газосепаратора ГДНК5А обеспечило устойчивую работу ЭЦН в области максимального входного газосодержания на приеме насоса.

3) Газосепараторы 2МНГС5А и фирмы Centrilift показали высокие сепарационные свойства при входном газосодержании скважинной продукции менее 45 %, однако затем отмечалось резкое ухудшение сепарационных свойств газосепаратора и напорных характеристик насоса.

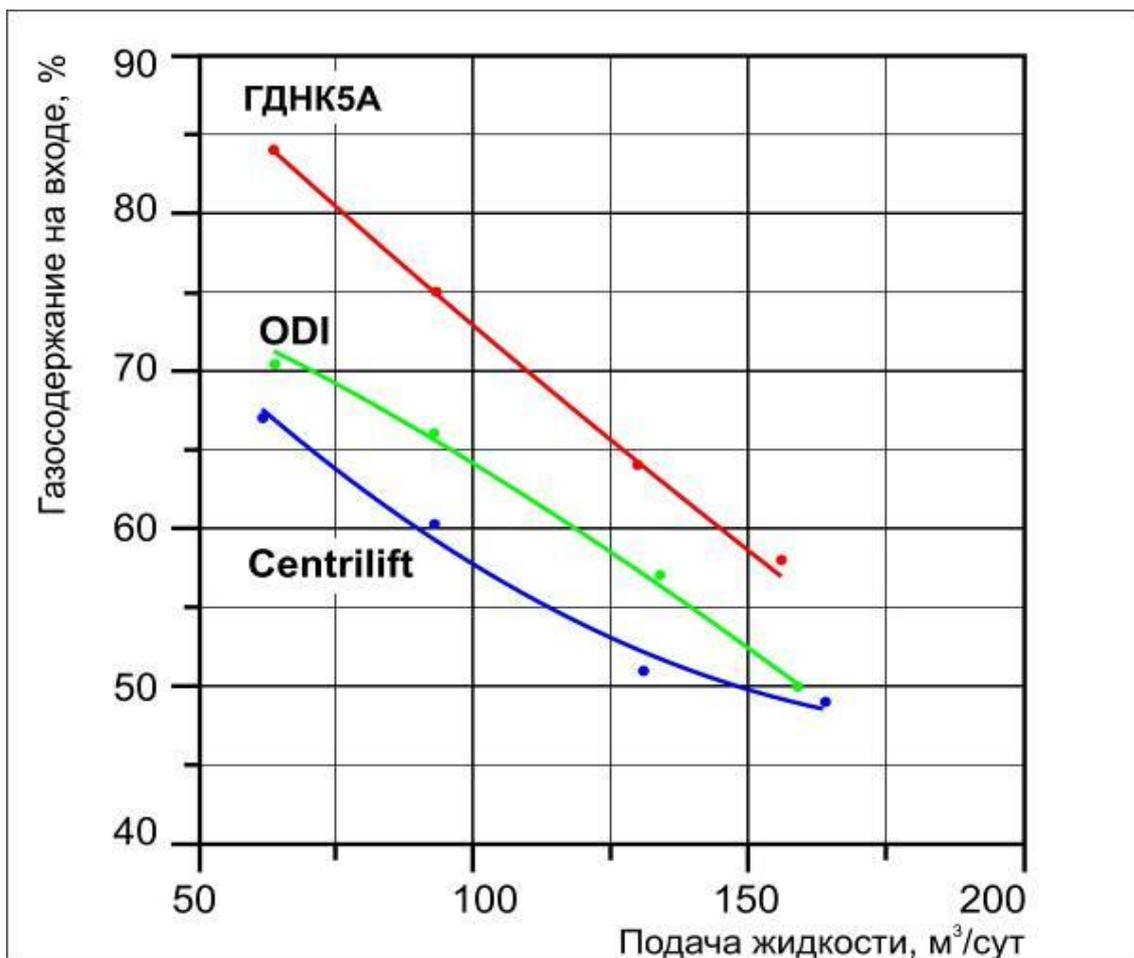


Рисунок 5.6 – Характеристики газосепараторов

Но у газосепараторов есть и ряд недостатков:

- за счет центробежных сил не только отделяется газ от жидкости, но и твердые частицы отбрасываются к стенкам защитной гильзы. Там частицы захватываются вихрями, всегда имеющимися в газосепараторах традиционной конструкции со шнеком постоянного шага и кавернообразующим колесом. Вихри повышают локальную концентрацию частиц в десятки раз, что ведет к быстрому износу защитной гильзы, вплоть до сквозного перерезания корпуса;

- распространенным осложняющим фактором является отложение солей в насосах. Сброс углекислого газа в затрубье, т.е. понижение его концентрации в смеси, проходящей через насос, ускоряет отложение солей;

- нельзя устанавливать газосепаратор на горизонтальных участках скважин, т.к. сбрасываемая в затрубье газожидкостная смесь всегда содержит твердые частицы, из-за чего происходит постепенное засорение ими этого участка, вплоть до невозможности последующего извлечения установки [7].

5.2 Применение диспергаторов

Исходя из того, что газосепараторы не являются универсальным средством эффективной работы УЭЦН в условиях повышенного газосодержания на входе, в последние годы, как в зарубежной, так и в отечественной практике начали применяться диспергирующие устройства для откачки ГЖС из скважин.

Диспергирующие устройства в России были разработаны и прошли промышленные испытания более 30 лет назад. В этих диспергаторах в качестве рабочих ступеней использовали модифицированные рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН (например, со сквозными отверстиями) или осевые ступени. В настоящее время, используют следующие диспергаторы:

- устройство АГН (Advanced Gas Handling) фирмы REDA (США);
- диспергатор ОАО “Борец”;
- диспергатор ЗАО “Новомет”.

Устройство АГН представлено на рисунке 5.7. Устройство представляет собой пакет ступеней на большую производительность по сравнению с применяемой в насосе ступенью, помещенный в отдельный корпус. Он может быть смонтирован в одном корпусе с напорными ступенями насоса. Количество диспергирующих ступеней обычно состоит из 15, а предпочтительное количество диспергирующих ступеней 20-40 в зависимости от диаметра насоса, газосодержания, дебита [8].

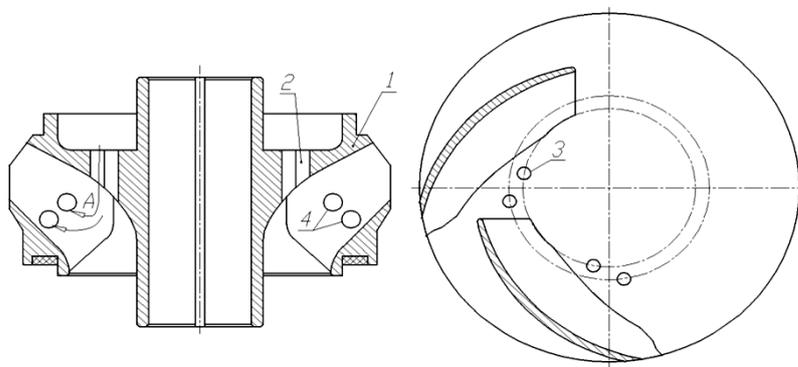


Рисунок 5.7 – Ступени диспергатора АГН

Основой конструкции диспергирующей ступени является конструкция рабочего колеса, разгруженного от осевой силы при помощи выполненной камеры за ведущим диском 1 колеса, в которой давление с помощью отверстий 2 в диске уравнивается с давлением у входа в колесо. В диспергирующей же ступени дополнительно введен второй ряд отверстий 3. По мнению авторов, два ряда отверстий позволяет ограниченному количеству жидкости постоянно циркулировать для уменьшения вероятности образования газовой пробки на входе в колесо, при этом жидкость, циркулирующая через отверстия, смешивается с потоком в межлопастных каналах рабочего колеса, что

позволяет разбивать газовые пузыри на более мелкие, т.е. диспергировать ГЖС. Более интенсивное диспергирование ГЖС осуществляется за счет существенного несоответствия углов потока и лопастей высокопроизводительной ступени диспергатора. Для этой же цели служат отверстия в лопастях рабочих колес.

В России были разработаны и прошли промышленные испытания различные диспергирующие устройства.

В этих диспергаторах рабочими органами являлись ротор и статор, в качестве которых использовались соответственно рабочие колеса и направляющие аппараты серийных ЭЦН с некоторыми видоизменениями, например, сквозными осевыми отверстиями.

Авторами этих диспергаторов были выдвинуты принципиально важные положения:

- 1) Диспергация потока смеси тем выше, чем больше градиент скорости.
- 2) Диспергирующие устройства должны быть предназначены не только для диспергации ГЖС, но и для диспергации водонефтяной эмульсии.

В настоящее время выпускаемый ОАО «Борец» диспергатор, является дальнейшим развитием вышеописанных отечественных диспергаторов, ротор и статор которого представленный на рисунке 5.8 по сути являются осевыми рабочими органами.

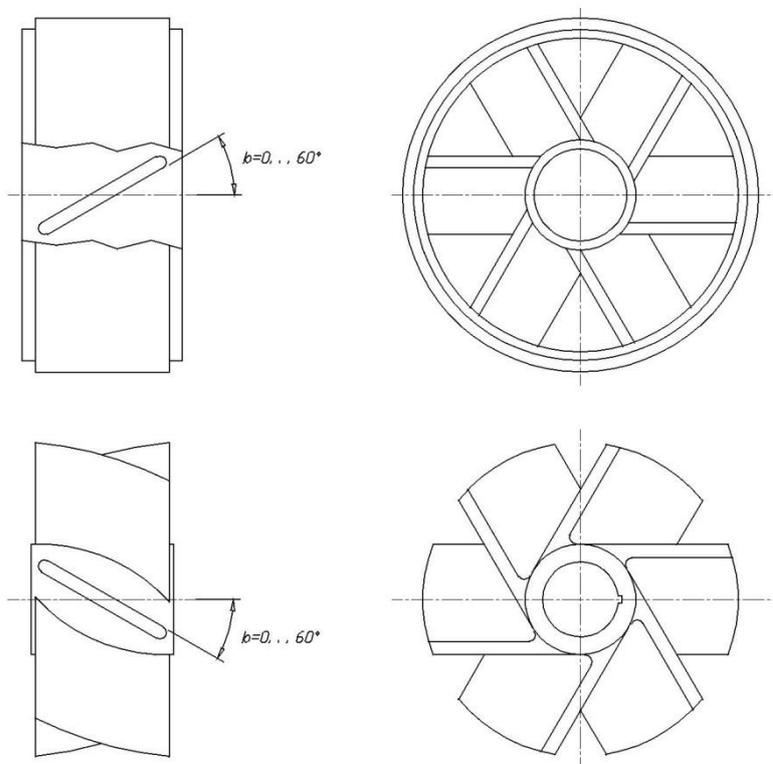


Рисунок 5.8 – Ротор и статор диспергатора фирмы «Борец»

Модули насосные – диспергаторы МНДБ5 (производства ОАО "Борец") предназначены для измельчения газовых вclusions в пластовой жидкости,

подготовки однородной газожидкостной смеси и подачи ее на вход насоса. Диспергаторы МНДБ5 устанавливаются на входе насоса вместо входного модуля. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в диспергатор при максимальной подаче – 55 % по объему. При прохождении потока газожидкостной смеси через диспергатор повышается ее однородность и степень измельченности газовых включений, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса. Уменьшается его вибрация и пульсация потока в насосно-компрессорных трубах, обеспечивается работа с заданным КПД. За насосом в насосно-компрессорной трубе из перекачиваемой жидкости выделяется свободный газ, который, расширяясь, совершает дополнительную работу по подъему жидкости из скважины. В целом, применение диспергатора способствует улучшению условий работы насоса, повышению стабильности его характеристик и увеличению экономичности всей установки погружного центробежного насоса.

В месте подвески насоса в сборе с диспергатором, протектором, электродвигателем и компенсатором кривизна ствола скважины не более 3' на 10 м и угол отклонения скважины от вертикали не более 40°.

Кроме указанных выше, ОАО "Борец" выпускает модули газосепараторы-диспергаторы МНГДБ5, предназначенные для снижения содержания газа в пластовой жидкости и ее преобразования в однородную газожидкостную смесь перед подачей в насос. Газосепаратор-диспергатор МНГДБ5 устанавливается на входе насоса вместо входного модуля. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в газосепаратор-диспергатор при максимальной подаче – 68 % по объему.

Газосепаратор-диспергатор разделяет пластовую жидкость на две фазы: жидкостную и газовую. Газ удаляется в затрубье, а пластовая жидкость с остаточным газом преобразуется в однородную газожидкостную смесь и подается на вход насоса.

Диспергатор ЗАО "Новомет" представлен на рисунке 5.9.

Рабочими ступенями диспергатора являются ротор-винт и статор-втулка. На наружной цилиндрической поверхности винта и на внутренней цилиндрической поверхности втулки выполнены многозаходные, противоположно направленные нарезки специального профиля. При работе диспергатора относительное положение выступов нарезок втулки и винта непрерывно изменяется, из-за чего образуются значительные градиенты скорости потока, диспергирующие газожидкостную смесь.

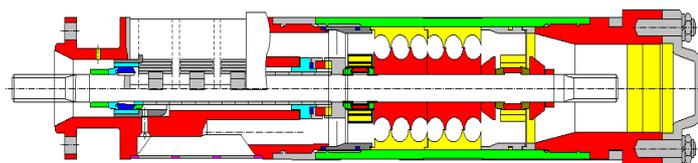


Рисунок 5.9 – Рабочие органы диспергатора ЗАО “Новомет”

В результате промышленных исследований было установлено, что насос с испытанным диспергирующим устройством может работать при повышенном газосодержании потока на всасывании (до 65 %) без срыва подачи, стабильно, без колебаний параметров.

5.3 Применение мультифазного насоса

Газ и жидкость отличаются по плотности примерно в 1000 раз. В ЭЦН перекачиваемая газо-жидкостная смесь вращается, поэтому возникают центробежные силы, сепарирующие газ и жидкость. Сталкиваясь, газовые пузырьки объединяются. Чем неоднороднее газо-жидкостная смесь, тем сильнее ухудшаются рабочие характеристики ЭЦН. В погружном осевом насосе, представленном на рисунке 5.10, центробежные силы существенно меньше, чем в ЭЦН. Поэтому характеристики осевых насосов меньше деградируют при появлении в перекачиваемой жидкости нерастворенного газа. Погружные осевые насосы также называют мультифазными насосами (МФН) [12].

МФН включается перед основным насосом, т.е. ЭЦН, и подбирается так, чтобы он мог прокачать газожидкостную смесь через основной насос. Это предотвращает образование в основном насосе неподвижных газовых пробок и срыв подачи. Из-за несоизмеримости создаваемого МФН давления с давлением на приеме установки он практически не сжимает свободный газ.



Рисунок 5.10 – Ступень погружного мультифазного насоса.

Поэтому весь свободный газ проходит через основной насос, снижая развиваемое им давление, что в какой-то мере компенсируется газлифт-эффектом в НКТ. Однако часто газлифт-эффект не полностью компенсирует снижение давления основного насоса, поэтому требуется увеличить число ступеней основного насоса.

В разработанных МФН при увеличении концентрации нерастворенного газа смещается только правая граница диапазона подач, в которых МФН создает давление. При проектировании МФН правая граница выбирается так, чтобы при ее смещении из-за увеличения концентрации газа сохранялся достаточно широкий диапазон подач, в которых МФН создает напор и препятствует образованию неподвижных газовых пробок в основном насосе. Следовательно, МФН противодействует сужению рабочего диапазона подач ЭЦН на газо-жидкостных смесях. Отметим, что характеристики всех насосов на газо-жидкостных смесях (как ЭЦН, так и МФН) зависят от концентрации ПАВ в перекачиваемой среде. В чистой нефти содержится природный ПАВ, концентрация которого с увеличением обводненности снижается. ПАВ препятствует объединению мелких пузырьков газа в более крупные.

МФН обладает целым рядом преимуществ, а именно: увеличение КПД и напора УЭЦН происходит за счет газлифт-эффекта в НКТ, т.к. содержащийся в добываемой продукции нерастворенный газ не выбрасывается в затрубное пространство;

- стабилизация токовой диаграммы ПЭД достигается из-за предотвращения пульсаций напора и расхода при повышенном содержании газа;

- возможна работа в условиях, где применение газосепаратора ограничено либо невозможно (наличие пакера, горизонтальные участки и др.).

В заключение кратко обсудим проблему выхода на рабочий режим УЭЦН, оснащенной МФН, на скважинах, заглушенных соевым раствором. На начальном этапе, когда уже создана депрессия на пласт, но из пласта еще поступает жидкость глушения со свободным газом, установка работает на смеси вода-газ, а такая смесь (без ПАВ), как мы уже отмечали выше, наиболее негативно влияет на характеристику основного насоса. Срыва подачи основного насоса (ЭЦН) не будет, т.к. мультифазный насос обеспечивает через него прокачку всех газовых пробок, но давления, развиваемого ЭЦН, может оказаться недостаточно для подъема жидкости на поверхность, т.к. высоко обводненная жидкость без ПАВ существенно его снижает. В таких случаях рекомендуется использовать ЭЦН с повышенным напором (большим числом ступеней) или добавлять ПАВ в жидкость глушения.

5.4 Спуск УЭЦН ниже интервала перфорации

Для осуществления пассивной сепарации путем гравитационного разделения потока ГЖС в зоне перфорации возможна эксплуатация скважин ниже интервала перфорации обсадной колонны насосными установками в



которых электродвигатель серийных насосов габарита 5 и 5А комплектуется кожухом. Компонка включает входной модуль специальной конструкции и переводник под «хвостовик» из труб диаметром 60 или 73 мм по ГОСТ 633-80. Входной модуль специальной конструкции устанавливается в верхней части кожуха. Переводник под «хвостовик» соединяется с нижней частью кожуха. Для секционных погружных электродвигателей кожух выполняется секционным. В односекционном кожухе к нижней части электродвигателя крепится центратор, обеспечивающий равномерный диаметральный зазор между кожухом и корпусом электродвигателя [13]. Схема установки представлена на рисунке 5.11.

В случае, если $R_{зab} < R_{нас}$ при выбранной схеме наблюдается флотация пузырьков газа по затрубному пространству вверх, а жидкость направляется вниз – поступает в хвостовик – проходит вдоль

Рисунок 5.11- Схема установки

ПЭД, охлаждая его – попадает на прием насоса. Помимо снижения влияния газа выбранная схема позволяет увеличить производительность скважины путем увеличения депрессии на пласт. Облегчается вывод установки на режим после глушения скважины, т.к. во время отбора жидкости глушения из ствола скважины поток также проходит вокруг ПЭД, не допуская его перегрева.

Однако для применения данного метода существует ряд ограничений:

- диаметр эксплуатационной колонны;
- габарит ПЭД;
- наличие зоны успокоения механических примесей и флюида достаточной глубины;
- увеличение механических примесей в добываемой продукции;
- ограничение по увеличению производительности установки в силу возрастания скорости потока, между кожухом и обсадной колонной, ухудшается сепарация;
- при интенсивном отложении асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) снаружи НКТ существует вероятность нарушения циркуляции и прихвата установки при ремонте. Возникает необходимость периодически промывать скважину растворителем АСПО.

5.5 Исследования вибрации УЭЦН с частотно-регулируемым приводом

На месторождениях Западной Сибири, являющейся одним из основных нефтедобывающих регионов России, наблюдается существенное увеличение числа скважин, эксплуатируемых с применением УЭЦН с регулируемой частотой вращения вала насоса. По отдельным месторождениям число скважин, оборудованных такими установками, колеблется от 10 до 40 % общего числа скважин, эксплуатируемых УЭЦН. Изменение частоты вращения вала серийных насосов влияет на вибрационную характеристику ЭЦН, от которой существенно зависят долговечность и работоспособность всей установки. С целью определения зависимости уровня вибрации в УЭЦН от частоты вращения вала погружного электродвигателя насоса, создаваемой частотно-регулируемым приводом (ЧРП), были проведены экспериментальные исследования на стендовой скважине.

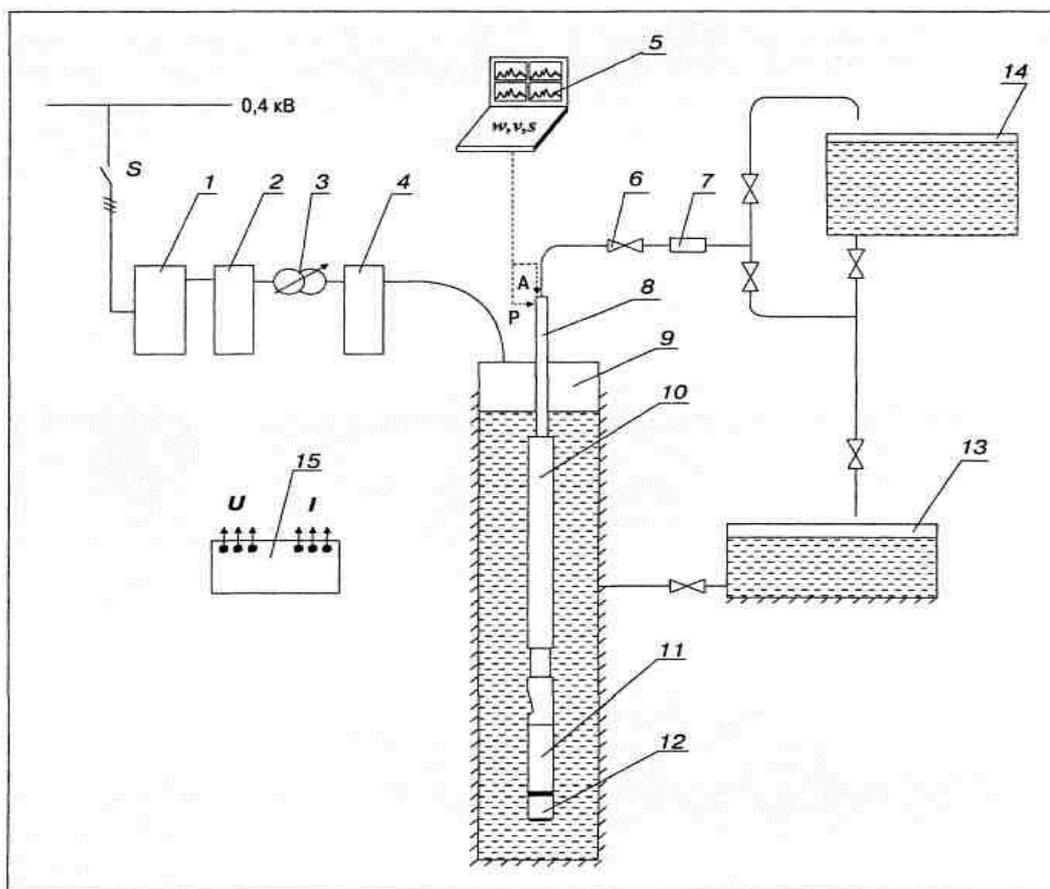


Рисунок 5.12- Схема стенда «Скважина - УЭЦН» с комплектом измерительно – регистрирующей аппаратуры

Стенд «Скважина – УЭЦН» выполнен по замкнутой гидравлической схеме, включающую стендовую скважину 9, емкость рабочей жидкости (технической воды) 13, напорный трубопровод с регулируемым дросселем 6, расходомером 7 и мерным баком 14.

Испытываемый насосный агрегат 10 с электродвигателем 11 и передатчиком телеметрии 12 устанавливался в скважину с подвеской на устьевом оборудовании 8, имеющей площадки для закрепления датчиков: А – осевой и Р – радиальной вибрации. Питание погружного электродвигателя 11 осуществлялось от станции управления 1 с блоком приемной телеметрии 2, трансформатора 3 и RLC-блока 4. В составе установки использовано следующее оборудование: ЭЦНМ 5-50 модульного исполнения, трехсекционный с газосепаратором типа ГСЛ5, укомплектованный погружным электродвигателем ПЭД 32-117 номинальной мощностью 32 кВт и напряжением питания 1000 В с блоком передачи телеметрии ТМС-1; трансформатор ТМПН-160, станция управления «Электрон-05» на мощность

540 кВт с частотно-регулируемым приводом и блоком приемной телеметрии ТМС-1; RLC-блок, эквивалентна заменяющий кабель длиной 1000 м с сопротивлением $R=1,5$ Ом, индуктивностью $L=0,005$ Гн, емкостью $C=0,1 \cdot 10^{-6}$ Ф. напряжение U , сила тока I и мощность P определялись с помощью измерительного комплекта К 505 15 (см. рис. 1) .

Анализатор электрических сетей AR-4М обеспечивал регистрацию, запись и анализ спектрального состава несинусоидных искажений тока и напряжения; уровень вибрации оценивался одновременным измерением виброскорости в радиальном и осевом направлениях в диапазоне $0,8 - 1000$ мм/с (диапазон частот $5-10000$ Гц) восьмиканальным синхронным виброанализатором «Атлант-8» 5 (см. рис. 1).

Работы по испытанию погружного насосного агрегата ЭЦНМ5-50 проводились согласно программе испытаний, при этом устанавливались рабочие точки по частоте напряжения питания, равной 42,48,50,52,53,55 и 58 Гц. Напряжение на электродвигателе устанавливалось двумя способами: 1) при $U=\alpha^2$ во всем диапазоне регулирования ($\alpha=48$ -номинальная частота напряжения);

2) $U=\alpha^2$ при ≤ 55 и $U=U = const$ при 53 . В результате проведенных стендовых испытаний насосного агрегата ЭЦНМ5-50 с газосепаратором ГСЛ5, укомплектованного электродвигателем ПЭД 32-117, были получены зависимости вибрационных характеристик агрегата от частоты напряжения питания ПЭД.

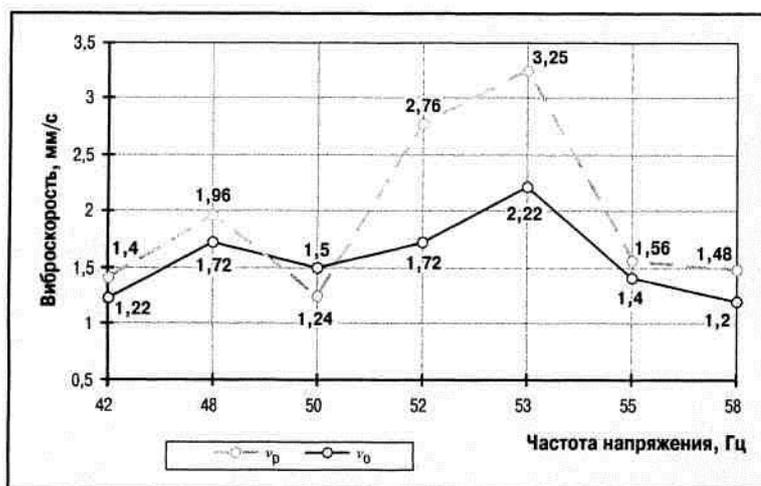


Рисунок 5.13- Зависимость виброскорости насосного агрегата от частоты напряжения питания погружного электродвигателя

Оптимальной с точки зрения минимума вибраций является частота напряжения питания ПЭД, равная 50 Гц (частота вращения вала $\omega = 2950 \text{ мин}^{-1}$) со значениями виброскорости, совпадающими с паспортными данными ($\nu_p = 1,24 \text{ мм/с}$, $\nu_o = 1,5 \text{ мм/с}$). Снижение частоты напряжения до 42 Гц, обеспечивающее уменьшение частоты вращения вала ПЭД до 2520 мин^{-1} , увеличивает радиальную составляющую виброскорости ν_p на 10% и уменьшает осевую составляющую ν_o на 8%. При частоте напряжения 53 Гц, обеспечивающей частоту вращения вала, равную 3180 мин^{-1} , резко повышаются радиальная (на 260%) и осевая (на 70%) составляющие виброскорости по сравнению с паспортными данными. Увеличение частоты напряжения до 55 и 58 Гц, при которой частота вращения вала равна соответственно 3300 и 3480 мин^{-1} , снижает указанные составляющие виброскорости до значений, близких к паспортным данным, полученным при

частоте 50 Гц.

Работа насосного агрегата ЭЦНМ5-50 с частотой вращения вала $3120\text{-}3180 \text{ мин}^{-1}$, превышающей примерно на 5% номинальную, характеризуется максимумом вибраций и является наиболее опасной с точки зрения ускоренного износа подшипниковых узлов насосного агрегата. В результате снижается срок эксплуатации и возрастает вероятность разрушения материала узлов насосного агрегата.

Вывод

1. Длительная работа УЭЦН с частотно-регулируемым приводом крайне нежелательна при частоте напряжения питания электродвигателя 52 и 53 Гц.

2. Режимы работы в диапазоне частоты напряжения питания электродвигателя 42-50 и 50-58 Гц несущественно влияют на вибрационную характеристику, следовательно, могут быть рекомендованы к использованию как снижающие эксплуатационные показатели работающих установок.

5.6 Химические методы борьбы с АСПО

Химические методы предупреждения и очистки - наиболее часто применяемый способ борьбы с АСПО. В основе способа лежат методы предупреждения АСПО с использованием ингибиторов и методы удаления уже

образовавшихся парафиновых отложений в виде дисперсной взвеси, транспортируемой потоком флюидов. В качестве ингибиторов парафиноотложения применяются отечественные и зарубежные реагенты, например, ИНПАР, СОНПАР, СНПХ-7843 и др., а также растворители – удалители АСПО: гексановая фракция, СНПХ-7р-1, СНПХ-7850, стабильный газовый конденсат, нефрас и др. Могут быть использованы ингибиторы парафиноотложения, композиционные реагенты ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5, присадки комплексного действия - ингибитор-депрессор ИХН-1 и др. Подбор наиболее эффективного ингибитора, растворителя и рабочих концентраций должен осуществляться на основе лабораторных исследований состава АСПО и ингибирующей способности применительно к составу нефти данного месторождения с последующими промысловыми испытаниями.

6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение при организации работ по спуску УЭЦН на Казанском НГКМ.

6.1 Организация проведения работ по спуску УЭЦН.

Работу производит бригада ПРС в составе оператора 5 разряда и оператора 4 разряда с использованием подъемника АПРС-40.

Все работы подразделяются условно на 4 этапа:

1. Подготовительные работы 10ч
2. Подъем оборудования из скважины 30ч
3. Монтаж нового оборудования от 5ч
4. Спуск смонтированного оборудования-36ч

Подготовительные работы.

К месту проведения доставляется необходимое оборудование. Переезд на тракторе К-701 с тележкой. Чтобы начать работу по подъему НКТ необходимо произвести глушение скважин раствором, $\rho=1,03$ г/см³. Глушение производит специализированное звено в составе оператора 5 разряда и машиниста ЦА-320. Для глушения потребуется около 30тн раствора, для доставки которого используется цистерна ЦР-10. На весь объем подготовительных работ затрачено 10 часов рабочего времени.

Подъем оборудования из скважины.

После окончания глушения и выдержки времени, необходимого для стекания раствора, приступают к подъемным работам, они включают в себя следующие основные операции:

1. Монтаж АПРС-4
2. Демонтаж СУСГ
3. Демонтаж фонтанной арматуры
4. Подъем НКТ с помощью подъемника АПРС-40, замер длины НКТ, укладка на мостки. Все работы производит ПРС в количестве двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника АПРС-40. Продолжительность работ 30ч.

Работы ведутся в 2 смены по 12 часов.

Монтаж нового оборудования.

Монтаж УЭЦН производится силами монтажной бригады. Продолжительность работ 5 часов.

Спуск нового оборудования.

Бригада ПРС производит спуск установки. Продолжительность работ 36 часов.

Заключительные работы.

После монтажа оборудования производится уборка территории, увозят излишки НКТ, погрузку производит звено стропальщиков с помощью крана, производится пропарка устьевого арматуры, рабочей площадки, инструментов ППУ, производится опрессовка скважинного оборудования на 60 кг*с/см³. После заключительных работ, мастер ПРС сдает скважину оператору и мастеру цеха добычи нефти. На весь объем работ уходит 3 часа.

Общее время перевода 81 час.

Среднесуточный дебит скважин до и после проведения мероприятия по оптимизации УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800: $q_1=44,1$ т/сут. и после проведения $q_2=60,3$ т/сут.

6.2 Расчет параметров экономической эффективности

Расчёт прироста добычи нефти.

Объём добычи нефти по скважинам за год определяется по формуле:

$$Q = q * T_k * K_{\text{э}} * K_U,$$

где T_k – календарный фонд времени соответственного месяца, суток

q – среднесуточный дебит скважины, т/сут.

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин

K_U – коэффициент изменения дебита скважин

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце до проведения мероприятия

$$Q_1 = q_1 \cdot T_K \cdot K_э \cdot K_U = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,995 = 1156,2 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 44,1 \cdot 28 \cdot 0,85 \cdot 0,99 = 1039,2 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,985 = 1144,5 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 44,1 \cdot 30 \cdot 0,85 \cdot 0,98 = 1102,2 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,975 = 1133,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 44,1 \cdot 30 \cdot 0,85 \cdot 0,97 = 1090,8 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,965 = 1121,4 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,96 = 1115,7 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 44,1 \cdot 30 \cdot 0,85 \cdot 0,955 = 1073,7 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,95 = 1103,7 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 44,1 \cdot 30 \cdot 0,85 \cdot 0,945 = 1062,6 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 44,1 \cdot 31 \cdot 0,85 \cdot 0,94 = 1092,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти за год до проведения мероприятия.

$$Q_1 = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) \cdot N,$$

где N – число скважин

$$Q_1 = 13235,4 \text{ тн.}$$

Определяем объём добычи нефти в каждом месяце после проведения мероприятия:

$$Q_1 = q_1 \cdot T_K^1 \cdot K_э \cdot K_U$$

$$Q_1 = 60,3 \cdot 31 \cdot 0,9 \cdot 0,995 = 1673,9 \text{ тн.}$$

$$Q_2 = 60,3 \cdot 28 \cdot 0,9 \cdot 0,995 = 1511,9 \text{ тн.}$$

$$Q_3 = 60,3 \cdot 31 \cdot 0,9 \cdot 0,995 = 1673,9 \text{ тн.}$$

$$Q_4 = 60,3 \cdot 30 \cdot 0,9 \cdot 0,99 = 1611,8 \text{ тн.}$$

$$Q_5 = 60,3 \cdot 31 \cdot 0,9 \cdot 0,985 = 1657,1 \text{ тн.}$$

$$Q_6 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1595,5 \text{ тн.}$$

$$Q_7 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1640,3 \text{ тн.}$$

$$Q_8 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1631,9 \text{ тн.}$$

$$Q_9 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1571,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{10} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1615,1 \text{ тн.}$$

$$Q_{11} = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1554,8 \text{ тн.}$$

$$Q_{12} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1598,3 \text{ тн.}$$

Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$Q_{11} = (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 + Q_7 + Q_8 + Q_9 + Q_{10} + Q_{11} + Q_{12}) * N$$

$$Q_{11} = 19335,6 \text{ тн.}$$

Рассчитываем добычу нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{11} - Q_1$$

$$\Delta Q = 6100,2 \text{ тн.}$$

Расчёт условно-постоянных и условно-переменных затрат.

Расчёт условно-постоянных затрат.

Определяем основную зарплату производственных рабочих, исходя из калькуляции себестоимости

$$C_{1.3} = C_3^1 * Q_1 = 9 * 13235,4 = 119118,6 \text{ руб.},$$

где C_3^1 - сумма основной заработной платы рабочих на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем отчисления на социальные нужды, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.4} = C_4^1 * Q_1 = 3,48 * 13235,4 = 46059,3 \text{ руб.},$$

где C_4^1 - сумма отчислений на социальные нужды на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на амортизацию скважины, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.5} = C^1_5 * Q_1 = 51,6 * 13235,4 = 682946,7 \text{ руб.},$$

где C^1_5 – сумма отчисления на амортизацию скважины на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем расходы на содержание и эксплуатацию оборудования, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.8} = C^1_8 * Q_1 = 135,3 * 13235,4 = 1790749,5 \text{ руб.},$$

где C^1_8 – расходы на содержание и эксплуатацию оборудования на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определим сумму цеховых расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.9} = C^1_9 * Q_1 = 6,9 * 13235,4 = 91324,2 \text{ руб.},$$

где C^1_9 - цеховые расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Определяем сумму общепроизводственных расходов, исходя из калькуляции себестоимости:

$$C_{1.10} = C^1_{10} * Q_1 = 118,5 * 13235,4 = 1568394,9 \text{ руб.},$$

где C^1_{10} – общепроизводственные расходы на тонну нефти до проведения мероприятия, руб.

Сумма условно-постоянных расходов остаётся неизменной при изменении объёма добычи нефти, то есть:

$$C_{1.3} = C_{2.3} = C^1_3 * Q_1$$

$$C_{1.4} = C_{2.4} = C^1_4 * Q_1$$

$$C_{1.5} = C_{2.5} = C^1_5 * Q_1$$

$$C_{1.8} = C_{2.8} = C^1_8 * Q_1$$

$$C_{1.9} = C_{2.9} = C^1_9 * Q_1$$

$$C_{1.10} = C_{2.10} = C^1_{10} * Q_1$$

Определяем условно-постоянные затраты на тонну нефти после проведения мероприятия

$$\frac{C_{2,3}}{Q_{11}} = \frac{119118,6}{19335,6} = 6,16 \text{ руб.}$$

$$\frac{C_{2,4}}{Q_{11}} = \frac{46059,3}{19335,6} = 2,37 \text{ руб.}$$

$$\frac{C_{2,5}}{Q_{11}} = \frac{682946,7}{19335,6} = 35,4 \text{ руб.}$$

$$\frac{C_{2,8}}{Q_{11}} = \frac{1790749,5}{19335,6} = 92,7 \text{ руб.}$$

$$\frac{C_{2,9}}{Q_{11}} = \frac{91324,2}{19335,6} = 4,71 \text{ руб.}$$

$$\frac{C_{2,10}}{Q_{11}} = \frac{1568394,9}{19335,6} = 81,1 \text{ руб.}$$

Расчёт условно-переменных затрат

По условно-переменным затратам расходы на тонну нефти до и после проведения мероприятия равны между собой.

Определяем расходы по статьям условно-переменных затрат:

1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.1} = C_1^1 * Q_1 = 4,83 * 13235,4 = 63926,7 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.1} = C_1^1 * Q_{11} = 4,83 * 19335,6 = 93390,9 \text{ руб.},$$

где C_1^1 - сумма затрат на электроэнергию по извлечению нефти, приходящих на тонну нефти.

2. Расходы по искусственному воздействию на пласт:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.2} = C_2^1 * Q_1 = 49,2 * 13235,4 = 65118,8 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.2} = C_2^1 * Q_{11} = 49,2 * 19335,6 = 951311,5 \text{ руб.},$$

где C_2^1 - сумма затрат по искусственному воздействию на пласт на 1 тонну нефти

3. Расходы по сбору и транспортировке нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.6} = C_6^1 * Q_1 = 0,6 * 13235,4 = 7941,3 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.6} = C_6^1 * Q_{11} = 0,6 * 19335,6 = 11601,4 \text{ руб.},$$

где C_6^1 - сумма затрат на сборы и транспортировку, приходящихся на 1 тонну нефти

4. Расходы на технологическую подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.7} = C_7^1 * Q_1 = 2,4 * 13235,4 = 31764,9 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.7} = C_7^1 * Q_{11} = 2,4 * 19335,6 = 46405,4 \text{ руб.},$$

где C^1_7 - расходы на технологическую подготовку нефти, приходящиеся на 1 тонну нефти

5. Прочие производственные расходы на подготовку нефти:

а) до проведения мероприятия:

$$C_{1.11} = C^1_{11} * Q_1 = 89,1 * 13235,4 = 1179274,2 \text{ руб.}$$

б) после проведения мероприятия:

$$C_{2.11} = C^1_{11} * Q_{11} = 89,1 * 19335,6 = 1722801,9 \text{ руб.},$$

где C^1_{11} - сумма прочих расходов, приходящихся на 1 тонну нефти

Полученные в результате расчетов значения сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Затраты до проведения мероприятия и после

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.				Отклонения, руб.
	До мероприятия		После мероприятия		
	Всего, руб.	на 1 тн	Всего, руб.	на 1 тн	
1. Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	63926,7	4,83	93390,9	4,83	
2. Расходы по искусственному воздействию на пласт	651181,8	49,2	951311,5	49,2	
3. Основная зарплата производственных рабочих	119118,6	9	119118,6	6,16	-2,84

Наименование статей затрат	Сумма затрат, руб.				Отклонения, руб.
	До мероприятия		После мероприятия		
	Всего, руб.	на 1 тн	Всего, руб.	на 1 тн	
4. На социальные нужды	46059,3	3,48	46059,3	2,37	-1,11
5. На амортизацию скважин	682946,7	51,6	682946,7	35,4	-16,2
6. Расходы по сбору и транспортировке нефти	7941,3	0,6	11601,4	0,6	
7. На технологическую подготовку нефти	31764,9	2,4	46405,4	2,4	
8. На содержание и эксплуатацию оборудования	1790749,5	135,3	1790749,5	92,7	-42,6
9. Цеховые расходы	91324,2	6,9	91324,2	4,71	-2,19
10. Общепроизводственные расходы	1568394,9	118,5	1568394,9	81,1	-37,4
11. Прочие расходы	1179274,2	89,1	1722801,9	89,1	
ИТОГО:	6232682,1	470,91	7124104,3	368,57	-102,34

6.3 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

Расчёт основной заработной платы

На заданное количество основных и вспомогательных рабочих составляется ведомость по нижеприведенной форме:

Таблица 6.2 – Отношение тарифных ставок рабочих относительно разряда

Профессия	Кол-во рабочих, чел.	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
1. Мастер ПРС	1	10	22	117,95	2594,9
2. Мастер ЦДНГ	1	10	2	117,95	235,9
3. Оператор ПРС	1	8	81	103,18	8357,58
4. Оператор ПРС	1	6	81	84,56	6849,36
5. Оператор глушения скважин	1	6	8	84,56	676,48
6. Оператор добычи нефти	1	6	2	84,56	169,12
7. Стропальщик					
8. Стропальщик	1	6	8	84,56	388,48
9. Электромонтажник	1	5	8	68,6	548,8
10. Слесарь КИПиА	1	7	6	94,92	569,52
	1	7	4	94,92	379,68
ИТОГО:	10				20769,82

Заработную плату определяем по формуле:

$$Z_p = Ч * Т * C_2$$

где Ч – численность рабочих соответствующего разряда, чел.

Т - затраты рабочего времени соответствующего разряда на проведение мероприятия, чел.

C₂ – часовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Рассчитываем сумму доплат, учитывающую размер премии по каждой категории работников по формуле:

$$\underline{Зр * Нпр},$$

$$Др = 100$$

где Нпр – размер премии в % от прямой заработной платы

$$Др \text{ мастер ПРС} = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$$

$$Др \text{ мастер ЦДНГ} = \frac{235,9 * 50}{100} = 117,95 \text{ руб.}$$

$$Др \text{ оператор ПРС (8 раз)} = \frac{8357,58 * 50}{100} = 4178,79 \text{ руб.}$$

$$Др \text{ оператор ПРС (6раз)} = \frac{6849,36 * 50}{100} = 3424,68 \text{ руб.}$$

$$Др \text{ опер.глуш.скв.} = \frac{676,48 * 30}{100} = 202,94 \text{ руб.}$$

$$Др \text{ оператор доб.нефти} = \frac{169,12 * 30}{100} = 50,73 \text{ руб.}$$

$$Др \text{ стропал (6 раз)} = \frac{388,48 * 30}{100} = 116,54 \text{ руб.}$$

$$\text{Др стропал (5 раз)} = \frac{548,8 * 30}{100} = 164,64 \text{ руб.}$$

$$\text{Др электромонтаж} = \frac{569,52 * 30}{100} = 170,85 \text{ руб.}$$

$$\text{Др слесарь КИПиА} = \frac{379,68 * 30}{100} = 113,90 \text{ руб.}$$

$$\Sigma \text{ Др} = 9838,47 \text{ руб.}$$

Затем определяем заработную плату рабочих с учётом доплат (расчётную заработную плату) по формуле:

$$\text{Зрас.} = \Sigma \text{ Зр} + \Sigma \text{ Др}$$

$$\text{Зрас.} = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с доплатой по районному коэффициенту к зарплате по формуле:

$$\text{Зр.к.} = \text{Зрас.} * \text{Кр} = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.,}$$

где Кр – районный коэффициент к зарплате

Рассчитываем доплату за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям по формуле:

$$\text{Дсев.} = \frac{\text{Зрас.} * q}{100} = \frac{30608,29 * 50}{100} = 15304,15 \text{ руб.}$$

где q – размер оплаты в % от расчетной заработной платы за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям.

Общая сумма основной заработной платы рабочих определяется по формуле:

$$\text{Зобщ.осн.} = (\text{Зр.к.} + \text{Дсев.}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.}$$

Расчёт дополнительной заработной платы.

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$\text{Здоп.} = \frac{\text{Зобщ.осн.} * Д}{100} = \frac{61216,8 * 11}{100} = 6733,82 \text{ руб.,}$$

где Зобщ.осн. – основная заработная плата, руб.

Д – размер дополнительной заработной платы в % к основной заработной плате (11% для нашего региона), отпускные

Расчёт отчислений на социальные нужды

Отчисления на социальные нужды определяются в проценте от суммы основной и дополнительной заработных плат по формуле:

$$\text{Осн.} = \frac{(\text{Зобщ.осн.} + \text{Здоп.}) * O}{100} = \frac{(61216,59 + 6733,82) * 30}{100} =$$

$$= 20385,12 \text{ руб.,}$$

где O – размер отчислений на социальные нужды от суммы основной и дополнительной заработных плат, % (O = 30%)

Расчёт стоимости материалов.

Стоимость материалов, расходуемых на проведение мероприятия, определяется по формуле:

$$C_m = C_m * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.};$$

где C_m – цена материала, руб.

M – количество материала, расход на проведение мероприятия

N – число скважин

Таблица 6.3 - Стоимость материалов

Наименование материала	Единица измерения	Кол-во скважин	Количество материала	Цена, руб.	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100	3000
ИТОГО:					3000

Расчёт стоимости электроэнергии.

По формуле

$$C_{э/э} = N_{э/э} * T_p * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.},$$

где $N_{э/э}$ – норма расхода электроэнергии на единицу рабочего времени, руб./ч

T_p – время проведения мероприятия, час.

N – число скважин

Расчёт амортизации основных производственных фондов.

Годовой размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$\underline{C_n * n * N_a}$$

$$A_n = 100$$

где S_p – первоначальная или восстановительная стоимость единицы оборудования, руб.

N_a – годовая норма амортизации оборудования, %

N – число единиц оборудования данного вида, шт.

Таблица 6.4 – Амортизация основных производственных фондов

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Балансовая стоимость, руб.		Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
		Ед.оборуд.	всего		
1. УЭЦН	1	117450	117450	18,3	21493,35
2. Емкость 25 м ³	1	10200	10200	11,2	1142,4
3. Вагон-«Кедр 4Ю»	1	110000	110000	14,3	15730
4. Эл.плита	1	4500	4500	11	495
5. Мост приемный	1	95460	95460	20	19092
6. Инструменты	1	19560	19560	14,3	2797,08
ИТОГО					60749,83

Сумма амортизационных отчислений на проведение мероприятия определяется по формуле:

$$A_m = \sum A_g * T_p / T_k$$

где T_k – календарный фонд рабочего времени оборудования, час.

$$T_k = 365 * 24 = 8760 \text{ час.}$$

T_p – время проведения мероприятия

$$\frac{60749,83 * 81}{8760}$$

$$A_m = \frac{60749,83 * 81}{8760} = 561,72 \text{ руб.}$$

Расчёт стоимости услуг

Стоимость транспортных услуг определяется по формуле:

$$\text{Сусл.} = C^2_{\text{усл.}} * \text{Тр} * N,$$

где $C^2_{\text{усл.}}$ – стоимость часа работы единицы транспорта или спецтехники

Тр - время работы единицы транспорта или спец.техники при проведении мероприятия, час.

Расчёт стоимости услуг сводим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Стоимость используемого оборудования

Наименование техники	Время Работы, час.	Стоимость 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
1. Цементный агрегат ЦА-320	22	47,38	1042,36
2. Подъёмник АПРС-40	81	62,81	5087,61
3. Трактор К-700	10	77,55	775,5
4. Атомаш. УРАЛ-357. Трубовоз.	16	38,32	613,12
5. Атомаш. УРАЛ «ВАХТА»	30	38,77	1163,1
6. Автоцистерна АЦН-12	18	32,53	585,54
7. Площадка КРАЗ-255	10	58,45	584,5
8. Автокран АК-8	8	71,35	570,8
ИТОГО			10422,53

$$\text{Сусл.} = 10422,53 * 1 = 10422,53 \text{ руб.}$$

Расчёт прочих расходов

Сумма прочих расходов определяется по формуле:

$$\underline{\text{Зпр.} * \text{Пр}}$$

$$\text{Спр.} = 100$$

где Пр – размер прочих расходов от прямых затрат, %

$$\text{Пр} = 5\%$$

Зпр – сумма прямых затрат на проведение мероприятия, руб.

Сумма прямых затрат рассчитывается по формуле:

$$\text{Зпр.} = \text{Зобщ.осн.} + \text{Здоп.} + \text{Ос.н.} + \text{Сэ/э} + \text{См} + \text{Ам} + \text{Сусл.}$$

$$\text{Зпр.} = 61216,59 + 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 10422,53 = 102716,68 \text{ руб.}$$

$$\text{Зпр.} = 102716,68 \text{ руб.}$$

$$\text{Спр.} = (102716,68 * 5) / 100 = 5135,83 \text{ руб.}$$

Расчёт цеховых расходов

Сумма цеховых расходов определяется по формуле:

$$\text{Сцех.} = \text{Зпр.} * \text{Цр} / 100$$

где Цр – размер цеховых расходов в % от прямых затрат

$$\text{Цр.} = 14\%$$

$$\underline{\underline{102716,68 * 14}}$$

$$\text{Сцех.} = 100 = 14380,34 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение мероприятия.

На основании вышеприведенных расчётов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по формуле:

Зсм. = Зпр. + Спр. + Сцех. = 102716,68+5135,83+14380,34 = 122232,85 руб.

Расчёт сводим в таблицу:

Таблица 6.6 – Затраты на проведение мероприятия

Статьи расходов	Сумма, руб.
1. Основная заработная плата	61216,59
2. Дополнительная заработная плата	6733,82
3. Отчисления на соц. нужды	20385,12
4. Материалы	3000
5. Электроэнергия	396,9
6. Амортизация основных фондов	561,72
7. Услуги	10422,53
8. Всего прямых затрат	102716,68
9. Прочие расходы в % от прямых затрат (5%)	5135,83
10. Цеховые расходы	14380,34
ИТОГО затрат	122232,85

6.4 Расчёт годового экономического эффекта.

Для определения годового экономического эффекта от проведения мероприятия необходимо сопоставить себестоимость 1 тн нефти до проведения мероприятия и после проведения мероприятия с учётом дополнительных затрат, связанных с его проведением. Произведения их разности на объём добычи нефти, после проведения мероприятия даст сумму годового экономического эффекта:

$$\text{Эг} = (C_1 - C_2^1) * Q_{11}$$

где C_1 – себестоимость тонны нефти до проведения мероприятия, руб.

C_2^1 – себестоимость тонны нефти после проведения мероприятия с учётом затрат на проведение мероприятия, руб.

$$\underline{(C_2^1 + \text{Зсм.})}$$

$$C_2^1 = \frac{\quad}{Q_{11}}$$

где C_2^1 – сумма годовой себестоимости нефти после проведения мероприятия, руб.

Зсм. – сумма затрат на проведение мероприятия, руб.

$$C_2^1 = \frac{7124104,3 + 122232,85}{19335,6} = 374,76 \text{ руб./т}$$

$$\Delta \Pi = (470,91 - 374,76) * 19335,6 = 1859117,94 \text{ руб.}$$

Затем определяется удельная годовая экономии, приходящая на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{уд}} = \Delta \Pi / Q_{11} = (C_1 - C_2^1) = (470,91 - 374,86) = 96,05 \text{ руб./т.}$$

6.5 Расчёт прироста прибыли.

Сумма прироста прибыли за счёт проведения мероприятия по оптимизации ЭЦН определяется по формуле:

$$\Delta \Pi = \Pi_2 - \Pi_1,$$

где Π_2 и Π_1 – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия, руб.

$$\Pi_1 = (\Pi - C_1) * Q_1$$

$$\Pi_1 = (1700 - 470,91) * 13235,4 = 16267497,8 \text{руб.}$$

$$\Pi_2 = (\Pi - C_2^1) * Q_{11}$$

$$\Pi_2 = (1700 - 374,86) * 19335,6 = 25622376,98 \text{руб.}$$

$$\Delta \Pi = 25622376,98 - 16267497,8 = 9354879,18 \text{руб.}$$

Рассчитываем удельный прирост прибыли, приходящийся на 1 т нефти по формуле:

$$\Delta \Pi_{уд.} = \Delta \Pi / Q_{11} = 9354879,18 / 19335,6 = 483,82 \text{руб./т.}$$

6.6 Техничко-экономические показатели.

Показатели и их изменения в результате проведения мероприятия приводятся в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Изменения технико-экономических показателей

Наименование	Ед.изм	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
1. Дебит скважины	тн/сут	44,1	60,3	+16,2
2. Годовой объём добычи нефти	тн	13235,4	19335,6	+6100,2
3. Себестоимость нефти без единовременных	руб.	6232682,1	7124104,3	+891422,2

Наименование	Ед.изм	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Отклонения
затрат (годовая)				
4.Себестоимость 1 тн нефти с учётом единовременных затрат	руб.	470,91	374,76	-96,15
5. Условно годовая экономия	руб.		1859117,94	
6.Прирост прибыли	руб.		9354879,18	

Вывод: в результате перевода скважины с УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 дебит нефти увеличился на 16,2т. в сутки, что составляет 6100,2т. годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти с учетом единовременных затрат снизилась на 96,15 рублей. За счет снижения себестоимости и увеличения добычи нефти условно-годовая экономия составила 1859117,94руб., что дает прирост прибыли 9354879,18руб./год. Следовательно, перевод скважины с УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 является экономически эффективным мероприятием.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ПРИ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ НА КУСТОВЫХ ПЛОЩАДКАХ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Введение

К работе оператором по добыче нефти и газа допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие квалификацию по профессии «оператор по добыче нефти и газа», прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, прошедшие вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте, обучение и проверку знаний по охране труда и промышленной безопасности, практически освоившие безопасные методы и приемы правильного обращения с механизмами, приспособлениями, инструментом.

Оператор по добыче нефти и газа обязан соблюдать действующие в организации правила внутреннего трудового распорядка, график работы, режим труда и отдыха.

На оператора по добыче нефти и газа могут воздействовать следующие опасные и вредные производственные факторы: движущиеся машины и механизмы, острые кромки, заусенцы и неровности поверхностей оборудования, инструмента, пониженная температура воздуха рабочей зоны, загазованность рабочей зоны продукцией скважины и высокое давление, источниками которых являются: неисправное оборудование или его неправильная эксплуатация; химические факторы, пожароопасная среда (продукция скважины - углеводороды).

В соответствии с действующим законодательством оператору по добыче нефти и газа выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, предусмотренные типовыми отраслевыми нормами. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах (взрывопожароопасных участках производства), должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов.

На предприятиях работающие могут подвергаться воздействию различных опасных и вредных производственных факторов, подразделяемых по ГОСТ 12.0.003-74 на следующие классы: физические, химические, биологические и психофизиологические.

7.1. Мероприятия по предотвращению влияния вредных производственных факторов.

7.1.1. Мероприятия по предотвращению загазованности.

Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ: природный газ, метанол, газовый конденсат. Характеристика основных вредных веществ на кустах газовых скважин:

Метан - токсичен, при недостатке кислорода в воздухе вызывает удушье. Первые признаки отравления - недомогание и головокружение. Присутствие метана в воздухе может привести к пожару и взрыву. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны - 7000 мг/м³. Класс опасности 4.

- Метанол (метиловый спирт) - бесцветная прозрачная жидкость по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. В организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. Особенно опасен прием метанола внутрь: 5-10 г. метанола может вызвать тяжелое отравление, 30 г. является смертельной дозой. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, при попадании на слизистую оболочку вызывает раздражение слизистых оболочек. Метанол при испарении взрывоопасен. Величина ПДК, 5 (мг/м³). Класс опасности 3.

- Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м³, бензол – 10 мг/м³, углерода оксид – 20 мг/м³.

- Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

-

7.1.2 Мероприятия по предотвращению влияния низких температур.

Работающие в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При температуре воздуха ниже -40 °С должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей.

Доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте, перевозка людей в транспортных средствах, не оснащенных системами автономного обогрева, не допускается.

Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25 °С.

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием, при этом начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин. при температуре воздуха до -10 °С и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже -10 °С.

7.1.3 Мероприятия по предотвращению влияния шума и вибрации.

Шум исследуются при наличии их на рабочем месте, источников шума. Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ЦНС, установки статического и динамического зондирования, насосов при откачке воды и закачке рабочего агента в пласт и т.д. При необходимости разрабатываются коллективные и (или) индивидуальные меры по их снижению.

Таблица 6.1 ГОСТ 12.1.003-83

Предельно допустимые уровни звукового давления

№пп	Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА)
		31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
5	Выполнение всех видов работ (за исключением перечисленных в п.п. 1-4 и аналогичных им) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	

7.1.4 Мероприятия по предотвращению недостаточности освещения.

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в

таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

При устройстве наружного освещения буровых площадок необходимо учитывать размер освещаемой площади, рельеф местности, высоту установки прожектора.

7.2 Мероприятия по предотвращению опасных производственных факторов.

7.2.1 Мероприятия по предотвращению механических повреждений.

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования. Опасная зона - это пространство, в котором возможно действие на работающего опасного и (или) вредного производственного фактора.

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Давление.

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру.

7.2.2 Электробезопасность

В этом разделе отражаются требования безопасности, предъявляемые к электротехническим установкам, являющимися источниками опасных факторов. Выдвигаются требования к работникам, занятым на обслуживании электрооборудования.

Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором. В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы:

- а) выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;
- б) требования к электрооборудованию;
- в) анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;
- г) мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;
- д) обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В

установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения.

Индивидуальные дополнительные электрозщитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В работе необходимо провести обоснование выбора индивидуальных основных и дополнительных изолирующих электрозщитных средств данного рабочего места. Правила использования электроустановок ПУЭ издание седьмое (1999).

Также обосновываются организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию электроустановок.

Неблагоприятное воздействие токов промышленной частоты проявляются только при напряженности магнитного поля 160–200 А/м.

7.2.4 Пожаровзрывобезопасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009. Затем выявляются возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте: электрический ток при работе с электроустановками, открытый огонь, удар молнии, статическое электричество и т. п. Далее, в соответствии с классом зоны взрывопожароопасности, предлагаются методы устранения причин пожаров в помещениях и на территории объекта, т. е. организационные и технические меры обеспечения пожарной безопасности. К организационным мерам относят мероприятия режимного характера, обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара. К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009. При выборе

вида исполнения электрооборудования необходимо руководствоваться классом зоны взрывопожароопасности на рабочем месте по СП 2.13130.2009.

7.3 Охрана окружающей среды

Экологическая обстановка на нашей планете ухудшается вследствие быстрого нарастания промышленной и хозяйственной деятельности человечества. Дальнейшее обострение экологической ситуации может привести к глобальной катастрофе. Поэтому у нас в стране» как и во всем мире, вопросы экологии отнесены к важнейшим, приоритетным, требующим безотлагательного решения.

Проблема окружающей среды в полной мере касается и горнодобывающего производства, неотъемлемой частью которого является нефтегазодобывающая промышленность. Это связано с тем, что геологическая среда составляет единое целое со всей средой обитания человека, поскольку литосфера представляет собой минеральную основу биосферы и поэтому нуждается в охране, как и вся природа. Ведь ведение горных работ любого характера, в том числе и добыча нефти и газа, может сопровождаться нарушением экологического равновесия, загрязнением окружающей среды отходами горного производства и самими полезными ископаемыми, деградацией почв, нарушением сложившихся биологических и геохимических связей, мероприятий, обеспечивающих предотвращение ухудшения физических, химических и биологических характеристик атмосферы, земли, воды, растительных и животных организмов в настоящее время и в будущем в результате разработки месторождений углеводородов.

Государственный контроль за использованием природных ресурсов и качеством природной среды ведется Государственным комитетом по охране природы, Государственным комитетом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору.

Мероприятия по охране недр и окружающей природной среды излагаются в лицензии на пользование недрами, в проектных документах на пробную опытно-промышленную и промышленную разработку месторождений углеводородов, в специальных долговременных программах, в контрактах на разработку месторождений.

Вопросы окружающей среды на нефтегазодобывающих предприятиях во многом возлагаются на геологическую службу. Типовым Положением о ведомственной геологической службе на нее возлагается осуществление

ведомственного контроля за соблюдением установленного порядка пользования недрами, правильного ведения работ по геологическому изучению недр, за выполнением требований по охране недр и других правил и норм, определяющих деятельность геологической службы.

Охрана атмосферного воздуха

Целью работы является определение основного направления охраны атмосферного воздуха при разработке Казанского месторождения с учетом технического воздействия на воздушный бассейн нефтепромысловых объектов. Поставлена задача отметить существующие источники загрязнения атмосферы и рекомендовать наиболее эффективные методы сокращения выброса вредных веществ.

О степени влияния нефтепромысловых объектов на существующий уровень загрязнения атмосферы в районе месторождения можно судить по максимальным концентрациям загрязняющих веществ, достигающимся в приземном слое атмосферы при рассеивании выбросов из нефтепромыслового оборудования с учетом наложения концентраций от других источников.

Наблюдения за уровнем загрязнения атмосферы в районе месторождения контролирующими органами Госкомгидромета России и Минздрава России не проводятся.

Отдел охраны окружающей среды ПО контролирует уровень загрязнения воздуха рабочей зоны.

Основным условием дальнейшей разработки месторождения с точки зрения охраны атмосферного воздуха является сокращение выброса вредных веществ от существующих источников загрязнения до нормативных значений и обеспечение необходимого коэффициента запаса (для ПДВ на аварии и ввод новых объектов обустройства месторождения).

Особое внимание необходимо уделить организации ведомственного контроля за соблюдением нормативов ПДВ

Охрана поверхностных и подземных вод от истощения и загрязнения

Одной из задач охраны окружающей среды является рациональное использование, предотвращение и ликвидация загрязнения природных вод.

Данный раздел проекта разработан на основании требований «Пособия по составлению раздела проекта «Охрана окружающей природной среды» к СНиП 1.02.01-85», директивных постановлений природоохранных органов и других нормативных документов.

Природоохранные мероприятия по разработке Казанского месторождения рассматриваются в увязке с фактической экологической обстановкой на его территории.

Основными источниками загрязнения водоемов являются:

- 1) при аварийных ситуациях магистральныетрубопроводы (нефтепроводы, водоводы) в местахпересечения их водотоками ;
- 2) шламовые амбары, кусты скважин, расположенные в поймах рек или водоохранных зонах;
- 3) канализационные очистные сооружения и выпуски сточных вод без очистки.

Одним из мероприятий, предотвращающим дальнейшее загрязнение водоемов на территории Казанского месторождения, является выделение водоохранных зон, в районе которых запрещается размещение буровых площадок и нефтяных кустов.

Кроме этого следует:

на участках прохождения нефтепроводов через водотоки предусмотреть его конструкцию повышенной надежности. Для опасных участков разработать план мероприятий по ликвидации загрязнения, в которые включить решения таких вопросов как:

разбирать ежемесячно, в случае аварийных ситуаций - ежедневно.

Утилизацию сточных вод организовать следующим образом:

сброс промсливневых стоков с площадок ДНС, КНС и других объектов проектировать в водоемы только после полной биологической очистки с условием доведения качества стоков до норм ПДК водоприёмника;

- запроектировать полную утилизацию подтоварных вод с закачкой их в продуктивные горизонты.

Для соблюдения технологии, при бурении, добыче и транспорте нефти необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

- не применять в буровых растворах нефтепродукты, использовать при бурении только растворы с полимерными реагентами, при использовании всех акриловых полимеров учитывать наличие на них норм ПДК для водоемов санитарно-бытового и рыбохозяйственного назначения;

- в процессе бурения верхних интервалов скважин (под кондуктор) должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие попадание шлама и бурового раствора в водоносные горизонты, которые могут быть использованы как источники питьевых и термальных (лечебных) вод;

- предусмотреть герметичное оборудование устья скважин с целью недопущения изливания минерализованных вод и попадания их в поверхностные водоемы, на почву;

- при освоении и капремонте скважин сбор нефтяной эмульсии проектировать в нефтяной коллектор;

- при строительстве скважин предусмотреть наиболее совершенные конструкции: повышать качество тампонажных работ путем широкого

внедрения заколонных пакеров, центраторов, скребков, герметичных резьбовых соединений обсадных труб, уплотнений и герметизирующих смазок, а также наиболее прогрессивные технологии крепления и перфорации эксплуатационной колонны в зоне продуктивных пластов.

Охрана почв от загрязнения и рекультивация нарушенных земель

При разработке проекта технологической схемы Казанского месторождения, с учетом применяемых в настоящее время природоохранных мероприятий, руководствоваться следующим требованиями по охране почв от загрязнений:

- отвод земельных участков под строительство скважин, осуществляется в порядке, предусмотренном законодательством России, согласно действующим оптимальным нормам и строгого выполнения природоохранного законодательства;
- предусмотреть строгое размещение в пределах земельного отвода буровой, базы хозяйственной части самих монтажников;
- учитывать при разработке проекта мероприятия по рекультивации земель, где предусмотреть агротехническую и биологическую рекультивацию с использованием местных популяций многолетних трав;
- при разбуривании месторождения располагать скважины и кустовые площадки на землях не занятых лесом, особенно в районе реликтовых кедровых лесов;
- предусмотреть строительство спецзимников для транспорта тяжелых КБУ (комплектно-блочных установок) к местам монтажа и сооружение сети временных дорог специальной природосберегающей конструкции;
- учитывая реальную экологическую опасность района разработки из-за значительного количества разработки, исключить применение шламовых амбаров, в данном случае необходимо применение безамбарной технологии с многократным использованием буровых растворов и сбросом отходов в металлические (или бетонированные) емкости, контейнеры с выводом в места захоронения;
- проектировать транспортировку промывочной жидкости в закрытых емкостях, контейнерах или порастворопроводу;
- при монтаже буровых установок запроектировать гидроизоляцию площадок под объекты (вышечно-лебедочный, насосный, силовой блоки, блок приготовления растворов и т.д.);
- исключить применение в буровых растворах нефтепродуктов, использовать при бурении растворы с полимерными реагентами, однако необходимо в первую очередь учитывать наличие на акриловые полимеры норм ПДК для водоемов рыбохозяйственного назначения;

- при завершении строительства скважин провести сборку и вывоз бытового и производственного мусора в места захоронения, согласованными с землепользователями, с последующей ликвидацией последних;
- провести технический этап рекультивации площадки кустов и скважин путем нанесения плодородного слоя(землевание загрязненных участков);
- запроектировать контроль за состоянием почв на месторождении, охватывающий их загрязнение, нарушение, учет отводимых во временное пользование и возвращенных земель, а также качество и своевременность проведения рекультивации земель;
- при авариях на кусте скважин произвести максимальный сбор нефти с поверхности почвы с помощью специальной техники с последующим применением естественных и искусственных сорбентов исключая снятие загрязненной почвы и вывоза в отвалы;
- при разработке технологической схемы разработки Казанского месторождения предусмотреть строительство сети специальных переходов через транспортные магистрали и трубопроводы на основных путях миграции диких животных.

7.4 Безопасность в ЧС.

Разработка и утверждение мероприятий по ликвидации ЧС. В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Затем необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газоводоснабжения и т.д.). Коротко рассматриваются чрезвычайные ситуации стихийного, экологического и социального характера.

Возможные аварийные ситуации и аварии, места их возникновения:

Устье скважины: грифонообразование;

Устье скважины: пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры;

Порыв нефтепровода (от куста скважин до площадки подключения);

Порыв нефтепровода от скважины до АГЗУ;

Порыв трубопровода подачи хим. реагента в нефтесборный коллектор куста;

Аварийное отключение электроэнергии;

Землетрясение на территории кустов скважин;

Нарушение герметичности технологической обвязки АГЗУ;

Заложение взрывного устройства;

Захват в заложники персонала;

Порыв в блоке распределения воды на кусте скважин;
Порыв водовода высокого давления от БРВ до нагнетательной скважины.
Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины.

Внешние признаки аварии:

Запах углеводородов, посторонний шум;

Следы разлива нефтепродуктов.

Возможные причины аварии: Механические повреждения;

Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;

Некачественные сварные соединения;

Заводские дефекты;

Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;

Износ и не герметичность уплотнительных соединений по кабельному вводу ФА;

Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных

ситуаций и аварий:

Сообщить об аварии непосредственному руководителю, диспетчеру ЦПДС (сообщается место, характер аварии, фамилия очевидца);

Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;

Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов: аварийной бригады и др;

Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;

Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;

Произвести остановку УЭЦН (скважины оборудованные УЭЦН);

Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки №№ 5,8,10 на скважине и задвижку №13 в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка через задвижки № 14, № 15 в АГЗУ в ЕП-1;

Приступить к ремонтно-восстановительным работам;

При возникновении отрытого фонтана (кабельный ввод ФА) вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы был проведен анализ эффективности применения УЭЦН на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Томскгазпром».

Были решены поставленные задачи, а именно:

- изучены геолого-физические характеристики месторождения;
- охарактеризовано текущее состояние разработки месторождения;
- проведен анализ эффективности эксплуатации скважин с использованием УЭЦН;
- выявлены методы оптимизации работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора, высокого содержания мехпримесей и АСПО.

Для оптимизации работы скважин мною было предложено использование следующих методов:

- применение газосепараторов;
- применение мультифазного насоса;
- спуск УЭЦН ниже интервала перфорации;
- применение греющих кабелей;
- применение измельчителя мехпримесей;
- применение диспергирующих устройств.

Применение этих методов позволит стабилизировать работу скважин, увеличить дебиты, повысить эффективность производства и снизить затраты. Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дроздов А.Н. Влияние свободного газа на характеристики глубинных насосов // Нефтяное хозяйство.- 2003.- №1.- С.68-70.
2. Агеев Ш. Р., Дружинин Е. Ю. Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы для добычи нефти и предвключенные устройства к ним для повышения эффективности работы при высоком газосодержании на входе / Доклад с конференции «Нефтеотдача-2003», РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. - 2003.- С.38-43.
3. ТУ 3665-019-12058737-2009.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. - 816 с.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.- 824 с.
6. Сайт компании Centrilift / www.bakerhughes.com/centrilift.
7. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль.-2010.- №11. – С.64.
8. Ивановский В. Н., Пекин С. С, Сабиров А. А. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти. - М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. - 256 с.
9. Переспянцеv М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. — ООО "Недра-Бизнесцентр". 2000. - 653 с.
10. Дроздов А.Н. Разработка методики расчета характеристики погружного центробежного насоса при эксплуатации скважин с низкими давлениями у входа в насос: Автореф.дис. канд. техн. наук. М., 1982.
11. Пещеренко С.Н. Нерастворенный газ и абразив // Арсенал нефтедобычи. – 2008. - №2. – С.18.

12. Пещеренко С.Н., Долгих А.П. Области применения мультифазных насосов и газосепараторов // Нефтегазовая Вертикаль.-2010.- №11. – С.66.
13. Сайт ПК «Борец»/ www.borets.ru.
14. Атнабаев З.М. Скважинный эжектор для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 4. – С.72-74.
15. Заключение о результатах подконтрольной эксплуатации струйного насоса НС-110 работающего в комплекте «ЭЦН-струйный насос» на скважине №360 Кыртаельского месторождения. Ухта. 2010.
16. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. Справочник по добыче нефти - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". 2000. - 374 с.
17. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, постановление Госгортехнадзора России от 05.06.03 N 56.