Содержание

Введение……4
1. Геолого-физическая характеристика месторождения……5
1.1 Общие сведения о месторождении……5
1.2 Стратиграфия……6
1.3 Тектоника……11
1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов
1.5 Нефтегазоносность……..12
1.6 Физико-химические свойства нефти, газа и воды……13
1.7 Запасы нефти, газа и воды……..19
2. Характеристика текущего состояния разработки Дулисьминского месторождения……22
2.1 Система разработки месторождения……..24
2.2 Сопоставление проектных и фактических показателей……27
2.3 Конструкция скважин……31
2.4 Анализ состояния фонда скважин……34
2.5 Состояние выработки запасов……..38
2.6 Характеристика технических проблем разработки……..40
3. Технологическая часть……..41
3.1 Анализ эффективности реализуемых мероприятий для повышения нефтеотдачи скважин Дулисьминского месторождения……41
3.1.1 Перевод скважин на механизированную добычу……44
3.1.2 Оптимизация работы глубинно-насосного оборудования……48
3.1.3 Обработка призабойной зоны добывающих скважин……49
3.1.4 Анализ работы фонда скважин с горизонтальных скважин……49
3.2 Мероприятия для повышения нефтеотдачи скважин Дулисьминского месторождения……53
3.2.1 Общий объём проектных решений……53
3.2.2 Водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы……56
3.2.3 Физико-химические методы обработки призабойной зоны……..59
3.2.4 Перфорационные методы…...……61
3.2.5 Гидроразрыв пласта……63
4. Экономические показатели мероприятий для повышения нефтеотдачи скважин……75
5. Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды……78
5.1 Обеспечение безопасности жизнидеятельности……..78
5.2 Охрана окружающей среды……83
5.3 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов.89
5.4 Обеспечение безопасности работающих……92
Заключение……..96
Список используемых сокращений……...97
Список использованных источников ……98

Введение

Согласно «Энергетической стратегии развития России до 2030 года», добыча углеводородов к 2020 году перейдет в падающий режим с сокращением. Поэтому тема повышения продуктивности скважин является актуальной. Стабилизацию темпов падения, и сохранение текущих объемов добычи планируется обеспечивать ростом добычи на месторождениях шельфовой зоны, а также работой с фондом трудно извлекаемых запасов и подключением к транспортной системе магистральных трубопроводов ранее открытых месторождений [3].

Еще в 70-80 годах прошлого века, были открыты месторождения Восточной Сибири. Однако большинство из них так и не были запущены в промышленную разработку. Это обуславливалось отсутствием инфраструктуры на месторождениях и транспортной системы. С другой стороны, многие из ранее открытых месторождений классифицируются как месторождения с трудно извлекаемыми запасами, что определило их финансовую непривлекательность для разработки.

Для изменения такой парадигмы, на государственном уровне в качестве меры для нефтегазодобывающих компаний была введена система финансового стимулирования при поисках, разведки и разработки месторождений с трудно извлекаемыми запасами. Так же были выработаны новые представления об организации трубопроводной системы энергоносителей, которые позволили как выполнить её модернизацию, так и расширить в новых направлениях. Что позволило подключить к системе магистрального трубопровода районы, где интенсивная нефтегазодобыча сдерживалась отсутствием доступа к рынкам сбыта.

В результате месторождения, которые ранее рассматривались как нерентабельные или не имели возможности освоения, оказались в круге интересов недропользователей. Применение современных методов добычи, и льготные налоговые условия, позволили на этапе ввода месторождения в эксплуатацию, когда финансовая нагрузка на недропользователя наиболее существенно, форсировать темпы отбора и увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН). Что в конечном итоге позволяет выйти на стадию окупаемости и обеспечить финансовую привлекательность подобного рода проектов. А система магистрального трубопровода позволяет без существенных затрат осуществлять отгрузку продукции.

Перечисленные действия позволили запустить добычу на многих месторождениях. Одним из таких объектов является Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение, работа на котором осуществляется ООО «НГДУ Дулисьминское». Освоение запасов данного месторождения стало возможно благодаря совокупному влиянию множества факторов: создание благоприятной налоговой среды для недропользователя, подключение месторождения к трубопроводной системе «Восточная Сибирь – Тихий океан», внедрение применению интенсификации на начальном этапе разработки месторождения.

1. Геолого-физическая характеристика месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение находится северо-западнее административного центра г. Киренск, и удалено от него на 90 км. Административно оно расположено на границе Катангского и Киренского районов Иркутской области (см. рисунок 1.1).

.

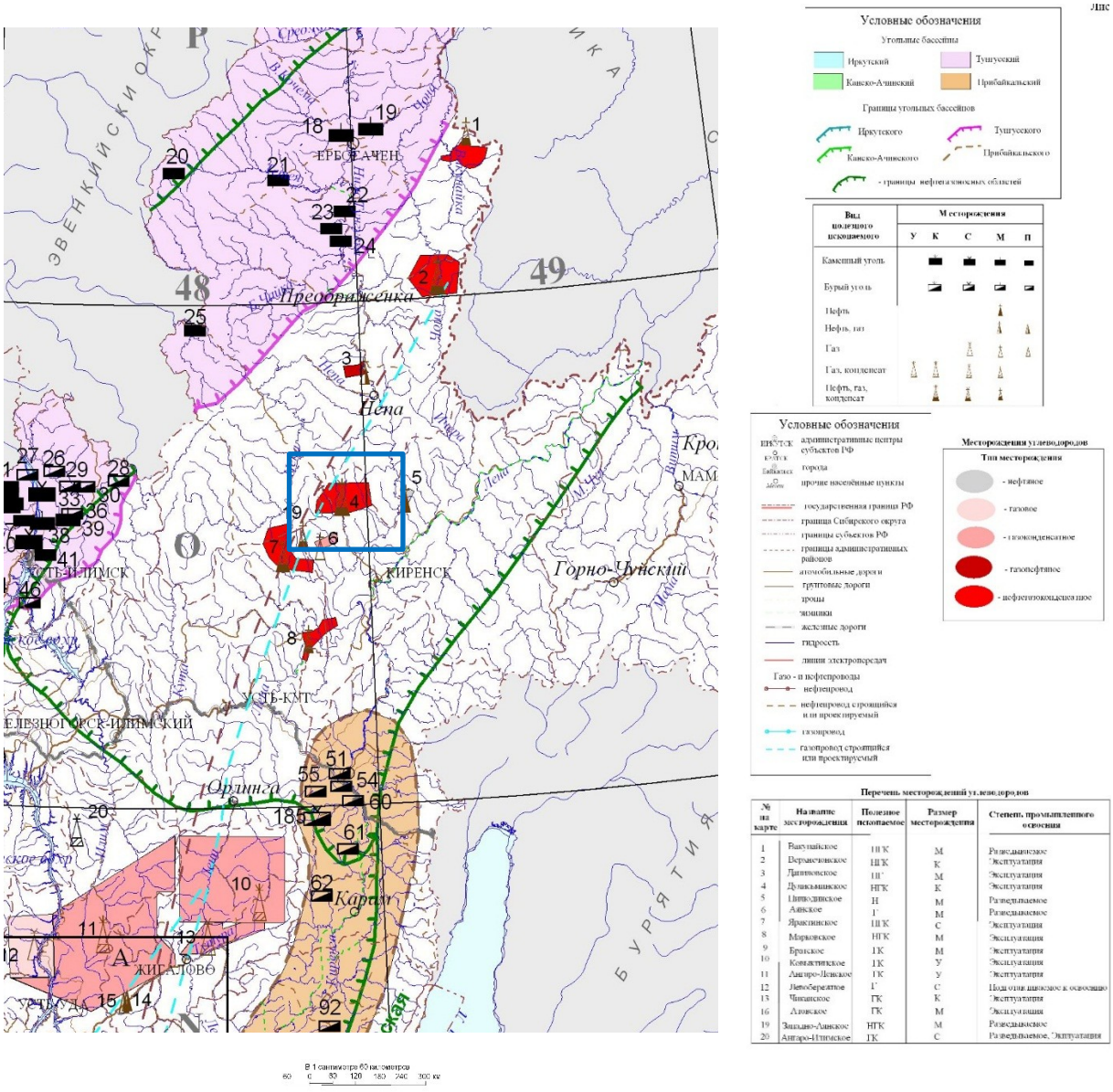


Рисунок 1.1 - Выкопировка из карты месторождений горючих полезных ископаемых Иркутской области [5]

Гидросеть в районе месторождения развита, и представлена многочисленными притоками реки Нижняя Тунгуска. Большинство пойм и долин рек заболочены. Все реки в районе месторождения не судоходны. Абсолютные отметки водоразделов колеблется в районе 450 м - 673 м. Минимальные абсолютные отметки отмечаются у русла р. Поймыги и составляют 360 м - 370 м.

Климат района месторождения резко континентальный, с характерными значительными колебаниями температур. В зимний период температура воздуха достигает отметок минус 50 – 58°С, в летний период до плюс 30°С. Среднегодовая температура составляет минус 7-8 °С.

Глубина промерзания почвы зимой достигает 1,5 - 2,5 м.

Суммарное количество осадков за год составляет 300 - 550 мм.

Растительности представлена деревьями и кустарниками. Животный мир достаточно разнообразен.

С экономической позиции район слабо развит. Преобладающим видом хозяйственно-экономической деятельности является добыча полезных ископаемых, электроэнергетика, охотничий промысел.

Снабжение месторождения осуществляется автотранспортом по зимнику из г. Усть-Кута. Срочные грузы и персонал доставляются вертолетом. Район характеризуется низким развитием дорожной сети, со значительным количеством сезонных дорог.

Возможность подключения к централизованной системе энергоснабжения отсутствует. В качестве источника электроэнергии используют генераторные установки, размещенные на территории месторождения.

В районе месторождения осуществляет разработка месторождений строительных и отделочных материалов: глин, доломитов, песков, щебня.

Юго-западнее месторождения расположено Ненско-Гаженское месторождение калийных солей.

Дулисьминское месторождение расположено в хорошо изученном в геологическом отношении районе, и в его переделах выполнены геологические съемки, гравиразведочные работы, магниторазведочные работы, сейсморазведочные работы различного масштаба. Так же на месторождении в 2009-2013 году была выполнена 3Д сейсморазведка.

В 80 км от месторождения проходит магистральный трубопровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», и непосредственно к нему месторождение имеет подключение.

В 70 км от Дулисьминского месторождения расположено разробатываемое Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение.

В целом следует отметить, что месторождение находится в крайне сложных климатических условиях. Что в сочетании со сложной логистикой доставки оборудования и персонала, накладывает определенный отпечаток на особенности его разработки, который следует учитывать.

1.2 Стратиграфия

В строении разреза месторождения принимают участие породы кайнозоя и палеозоя. Представления о литологическом составе, и стратиграфической привязки горных пород, а также об их характеристики получен по результатам бурения скважин как на самом месторождении, так и в близи расположенных площадях поисковых работу (Суриндинской, Кольцевой, Аянской) [4].

Суммарная мощность осадочных горных пород колеблется от 2326 м (скважина 8) до 2568,6 м (скважина 6). Породы фундамента вскрыты на глубину 25 (скважина 25) до 76 м (скважина 6). Между толщинами осадочных пород и породами фундамента отмечается толща горных пород траппового генезиса.

Архей - Протерозой AR-PR

Породы архей-протерозойского возраста вскрыты всеми пробуренными на месторождении скважинами и представлены гранитами, гранито-гнейсами, реже граносиенитами и долеритами. Породы серые, розовато- и зеленовато-серые, мясо-красные. В верхней части гранитоиды часто разуплотненные, катаклазированные, гидротермально измененные, переходящие в дресвянники, кварц-серицитовые, глинисто-карбонатные с черным органическим веществом, рассланцованные породы темно-серого, почти черного цвета. Толщины коры выветривания изменяются на площади месторождения от нуля до первых десятков метров.

Кембрийская система €

Отложения кембрийской системы залегают несогласно на породах фундамента. Отложения представлены породами нижнего, среднего, верхнего отделов. Породы отделов между собой перемешены, во многих скважинах отсутствует четкая граница между ними.

Нижний отдел $€_1$

К этому возрасту относятся отложения мотской, усольской, бельской, булайской и ангарской свит.

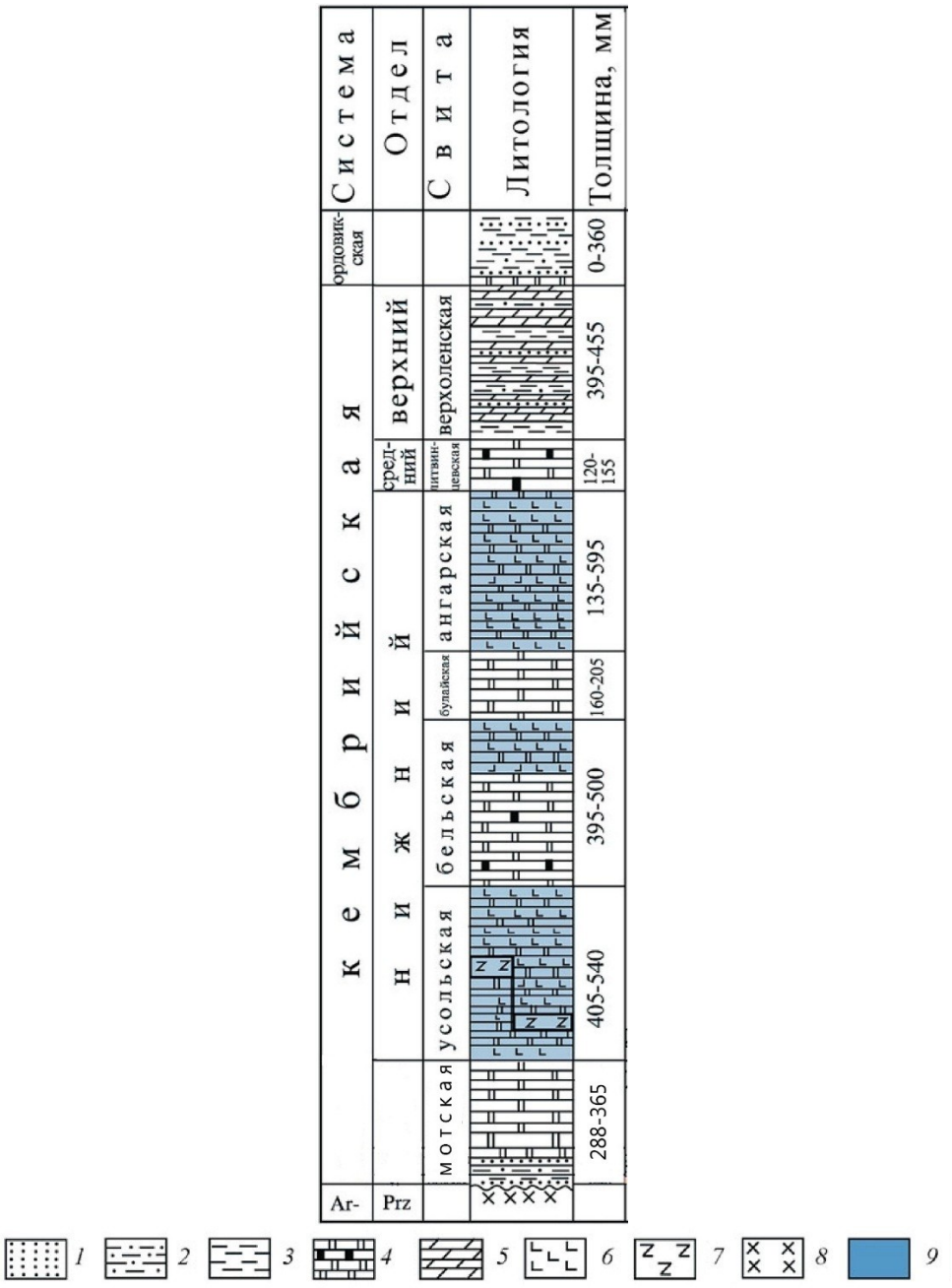
Мотская свита $€_1$ mt

Отложения свиты залегают с перерывом, угловым и стратиграфическим несогласием на породах кристаллического фундамента. Отложения подразделяются на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Мощность свиты - 284-365 м.

Нижнемотская подсвита $€_1$ mt_1

Отложения подсвиты нижней подсвиты залегают на породах фундамента. Литологически, разрез ее неоднороден. Древние породы подсвиты представлены песчаниками, кварцевыми, полевошпатово-кварцевыми серыми, темно- и светло-коричневато-серыми разнозернистыми. В песчаниках на месторождении выделен ярактинский продуктивный горизонт. Его толщина изменяется от 0 до 47 метров. Уменьшение мощности песчаников происходит с юго-востока на северо-запад. Выклинивание ярактинского горизонта определено между скв.206 и 1, 45, 3, 48-МР. В восточной части месторождения ярактинский горизонт разделен алевро-глинистыми породами пласта. Эти пласты имеют обозначения I - для верхнего и II - для нижнего. Выклинивания пласта II проходит восточнее скв.32, 21, 35, 18. Увеличение мощности пласта происходит в восточном и юго-восточном направлениях. Песчаники пласта II, по сравнению с пластов I, имеют более крупную зернистость, плохо отсортированные, в них часто присутствуют ритмичные прослои аргиллитов. В целом на месторождении содержание песчаников в ярактинском горизонте

высокое и составляется от 80 до 100 %. К зоне выклинивания оно уменьшается до 55-47 %.



1 – песчаники; 2 – алевролиты; 3 – аргиллиты; 4 –доломиты и известняки; 5 – мергели; 6 – соль; 7 – диабазы; 8 – гранитоиды; 9 – карбонатно-соленосные комплексы пород

Рисунок 1.2 - Сводная литолого-стратиграфическая колонка Дулисьминского месторождения

Выше ярактинского горизонта залегает регионально выдержанная пачка аргиллитов темно- и зеленовато-серых с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов серых. Мощность пачки изменяется от 10,8 м на западе площади до 24,2 м в ее центральной части. Мощность подсвиты на площади месторождения 57-135 м.

Среднемотская подсвита $€_1 mt_2$

Отложения подсвиты представлены переслаиванием доломитов, доломитов глинистых, алевритистых, доломито-ангидритов, реже ангидритов, аргиллитов и алевролитов. Породы серые, коричневато- и темно-серые. Нижняя граница подсвиты проводится по подошве массивного пласта доломитов Преображенского горизонта. Мощность подсвиты на месторождении 80-84 м.

Верхнемотская подсвита $€_1 mt_3$

Отложения подсвиты представлены ритмичным переслаиванием доломитов, доломито-ангидритов, ангидритов, доломитов глинистых серых, коричневато- и темно-серых. Толщина ритмов от нескольких сантиметров до 30 м. В верхней части подсвиты прослеживаются два пласта массивных доломитов, разделенных глинистыми доломитами и ангидритами. В объеме этих пластов выделяется усть-кутский горизонт. Существенную роль в строении верхней части разреза занимают водорослевые образования, являющиеся в ряде случаев основными породообразующими элементами. Мощность подсвиты на площади месторождения 140-148 м.

Верхнемотская подсвита $€_1 mt_3$

Отложения подсвиты представлены ритмичным переслаиванием доломитов, доломито-ангидритов, ангидритов, доломитов глинистых серых, коричневато- и темно-серых. Толщина ритмов от нескольких сантиметров до 30 м. В верхней части подсвиты прослеживаются два пласта массивных доломитов, разделенных глинистыми доломитами и ангидритами. В объеме этих пластов выделяется устькутский горизонт. Существенную роль в строении верхней части разреза занимают водорослевые образования, являющиеся в ряде случаев основными породообразующими элементами. Мощность подсвиты на площади месторождения 140-148 м.

Усольская свита $€_1 us$

Отложения свиты представлены переслаиванием каменных солей, доломитов, известняков, доломито-ангидритов. Каменная соль серая, розовая, прозрачная, крупнокристаллическая. Известняки и доломиты светло-серые, плотные, участками кавернозные, засолоненные и глинистые. Мощность усольской 405-540 м.

Бельская свита $€_1 bel$

Отложения свиты подразделяются на три подсвиты: нижнюю, среднюю, верхнюю. Ввиду однородности состава в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы нижняя и средняя подсвиты не разделяются. Мощность бельской свиты составляет от 395 м до 500 м.

Нижне-среднебельская подсвита $€_1 bel_{1-2}$

Отложения представлены доломитами и известняками с подчиненными прослоями доломито-ангидритов, ангидритов, доломитов глинистых. В подошве подсвиты выделяется христофоровский горизонт толщиной – 70-95 м. В верхней части подсвиты выделяется атовский горизонт, кровля которого совпадает с кровлей подсвиты. Мощность горизонта 50-55 м. Мощность подсвиты изменяется от 174 м и до 234-280 м.

Верхнебельская подсвита €$_1$bel$_3$

Отложения представлены переслаиванием каменной соли белой розовато-серой, кристаллической, доломитов и известняков светло-серых, коричневато-серых, мелкозернистых, прослоями глинистых, ангидритизированных, засолоненных. Мощность подсвиты - 154 м.

Булайская свита €$_1$ bl

Отложения представлены монотонной толщей доломитов серых, темно-серых, темно-коричневато-серых, массивных, участками трещиноватых. В объеме свиты выделяется биркинский горизонт. Мощность свиты на площади изменяются от 160 до 205 м.

Ангарская свита €$_1$ang

Отложения представлены в нижней части преимущественно каменными солями, доломитами, в верхней части – доломитами, доломито-ангидритами. Соль бледно-розовая, серая, прозрачная, кристаллическая, массивная, нередко с прослоями глинистого материала. Доломиты серые, зеленовато-серые, средне-мелкокристаллические, массивные, трещиноватые, участками глинистые, засолоненные. В средней части галитовой пачки выделяются пласты солей, обогащенные калием (карналлиты, сильвин- карналлиты), толщина их от нескольких до 61 и более метров. Мощность ангарской свиты меняется в широких пределах – от 135 до 595 м, толщина соленосной части разреза свиты также непостоянная, изменяется от нуля до 220-270 м.

Нижний – средний отделы €$_1$-€$_2$

Литвинцевская свита €$_{1-2}$ lt

Отложения представлены преимущественно известняками, реже доломитами и глинистыми доломитами. Породы светло-окрашенные, мелкозернистые, брекчированные, участками окремненные и трещиноватые. Мощность свиты 120-155 м.

Средний – верхний отдел €$_2$-€$_3$

Верхоленская + илгинская свиты €$_{2-3}$ vl+il

Отложения представлены переслаиванием мергелей и аргиллитов шоколадно-коричневых, серых, зеленовато-серых, плотных с алевролитами голубовато-зеленовато-серыми, плотными и песчаниками зеленовато-серыми. В подошве верхоленской свиты отмечаются доломиты глинистые, зеленовато-серые с включениями и прослоями гипсов розовых, белых, волокнистых. Мощность свиты от 395 до 455 м.

Ордовикская система О

Отложения представлены нижним, средним, средним-верхним отделами. Распространены на площади не повсеместно, преимущественно тяготеют к впадинам. В сторону они размыты, увеличиваются в толщинах в юго-восточном и юго-западном направлениях. Мощность отложений изменяется от нуля до 360 м.

Таким образом, мощность горных пород, слагающих разрез в пределах Дулисьминского месторождения колеблются в районе 2300 до 2560 м. Сам разрез достаточно сложный, представлен различными горными породами:

теригенными, карбонатным, эвапоритовыми, метаморфическими горными породами.

В разрезе наблюдаются многочисленные несогласные залегания, и резкие смены типов горных пород. Продуктивные отложения Дулисьминского месторождения приурочены к отложениям ярактинского горизонта мотской свиты. Несмотря на то, что продуктивные пласты приурочены к одному стратиграфическому интервалу, литолого-стратиграфические особенности продуктивной части разреза следует охарактеризовать как сложные. Поскольку имеет место быть как выклинивание, так и дифференциация пластов коллекторов по фракционному и минимальному составу.

1.3 Тектоника

Представления об особенностях тектонического строения месторождения получены по результатам геологосъемочных, структурно-картировочных, геофизических работ и глубокого бурения.

В структурно-тектоническом отношении Дулисьминское месторождение относится к Непско-Ботуобинской антекпизе и Ангаро-Ленской ступени верхнего структурного этажа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП) (см. рисунок 1.3).

Непско-Ботуобинская антеклиза в своей сводовой части поднимается до абсолютных отметок минус 1,2 км, а на периферии до минус 2,5-3 км. Сама антеклиза осложнена двумя положительными структурами I порядка: Непский свод и Мирнинский выступ, тремя положительными структурами II порядка: Умоткинский и Алтыбский структурные мысы и Усть-Кутское куполовидное поднятие [5].

По построениям верхнего структурного этажа, Дулисьминское поднятие входит в Марковско-Ичерскую зону пологих валообразных поднятий IV-го порядка.

Особенности тектонического строения района определяются рядом факторов: проявлениями траппового магматизма и соляного тектогенеза, влиянием палеорельефа фундамента на распределение толщин базальных отложений, процессов выщелачивания солей инфильтрационными водами и т.д.

В целом в районе Дулисьминского месторождения четко выделяется три различных по строению комплекса пород: подсолевой (подтрапповый), соленосный и надсолевой с характерным для каждого особенностями залегания.

Подсолевой комплекс пород, к которому приурочен продуктивный горизонт характеризуется спокойным, слабо нарушенным моноклинальным залеганием.

В самой толще осадочных горных пород наблюдается несоответствие структурных планов различных структурных этажей, связанных как с развитием тектонических процессов, так и с особенностями седиментационных процессов.

Наличие тектонических нарушений в продуктивной толще и несовпадение структурных планов, позволяет охарактеризовать Дулисьминское месторождение, как месторождение со сложной тектоникой.

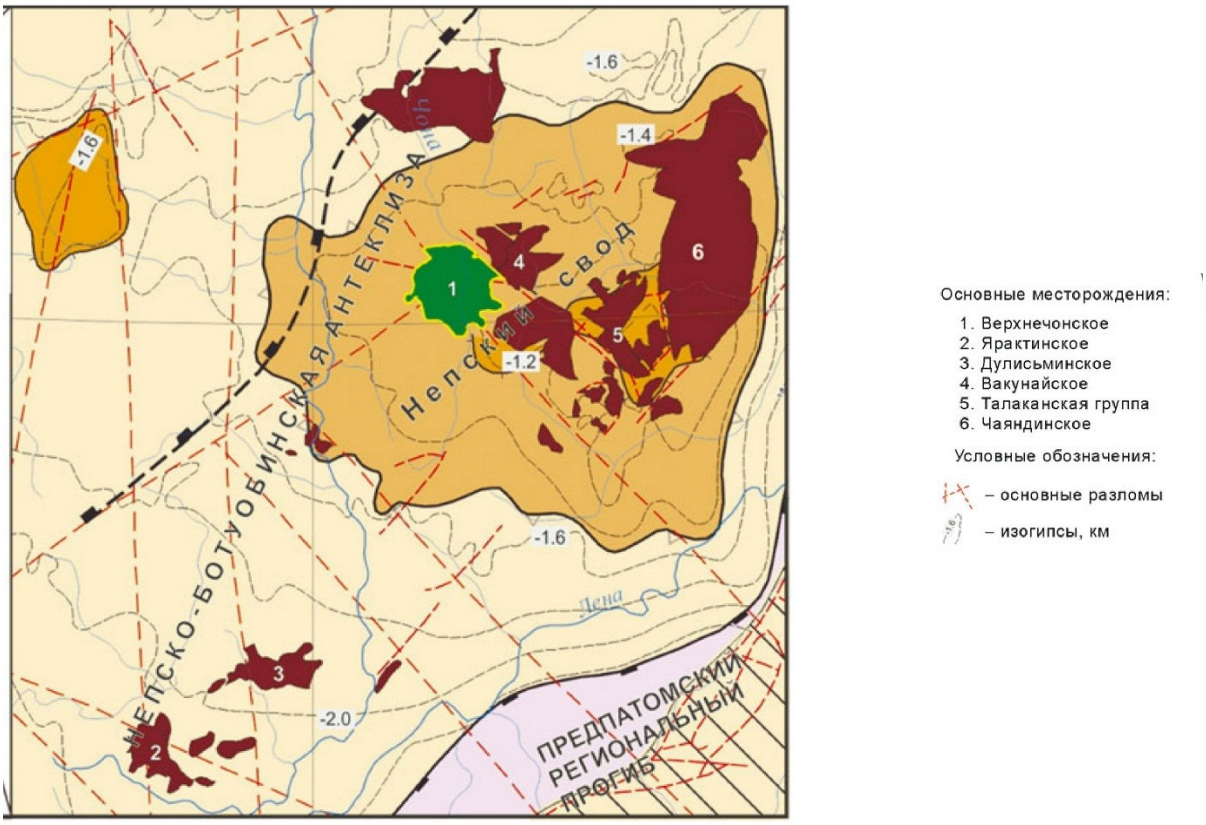


Рисунок 1.3 - Тектоническая карта района Дулисьминского месторождения [8]

1.4 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов

Разрез осадочной толщи расчленяется на три гидрогеологические формации - надсолевую, соленосную и подсолевую.

Верхняя часть разреза, которая в значительной степени дренируется речной сетью и содержит в основном пресные или солоноватые воды, образует надсолевую гидрогеологическую формацию.

Нижележащие отложения от литвинцевской свиты до верхней части усольской объединяются в соленосную гидрогеологическую формацию. В гидродинамическом отношении она является переходной зоной от свободного к затрудненному режиму водообмена и содержит соленые воды и хлоридно натриевые и натриево-кальцевые рассолы, концентрация которых разрастается вниз по разрезу формации.

К отложениям чертовской свиты среднего ордовика, как правило, приурочен первый от поверхности зональный водоносный горизонт. Водовмещающими являются аргиллиты с прослоями органогенных известняков и трещиноватые песчаники.

Водоносный комплекс литвинцевской свиты нижнего и среднего кембрия выходит на дневную поверхность в северо-восточной части исследуемой территории и представлен доломитами известняками, известковистыми доломитами.

В ангарской свите, поглощающие интервалы вскрыты в ее верхней и нижней частях, на глубинах 240-1140 м, где прослеживаются зоны сильно трещиноватых и кавернозных доломитов.

В осинском горизонте и надосинском пласте, которые залегают в усольской свите на глубинах 2050-2340 м, водоносными являются интервалы трещиноватых и кавернозных карбонатных пород.

Устъ-кутский горизонт в верхней части мотской свиты, представлен доломитами с прослоями доломито-ангидритов. Залегает на глубинах 2166-2404 м. Из-за различной степени засолонения пород коллекторские свойства не выдержаны.

Преображенский горизонт в основании среднемотской подсвиты представлен доломитами с прослоями глинистых доломитов. Залегает на глубинах 2400-2430 м, толщина 14-20 м.

Ярактинский горизонт нижнемотской подсвиты является основным продуктивным горизонтом месторождения. Представлен базальными преимущественно кварцевыми песчаниками, трансгрессивно залегающими на кристаллическом фундаменте. Залегает горизонт на глубинах 2460-2638 м.

Пластовые давления в ярактинском горизонте близки к нормальным гидростатическим или чуть ниже их. Коэффициент аномальности изменяется от 0,86 до 0,97, т.е. пластовая энергия недостаточна для подъема собственных рассолов на дневную поверхность. Их плотность достигает 1,28-1,30 г/см^3, минерализация до 450 г/л и более. Состав рассолов хлоридный кальциевый, иногда магниево кальциевый.

Дебиты попутных и внутриконтурных рассолов из ярактинского горизонта, как правило, низкие. Даже при больших депрессиях на пласт они редко превышали 3-5 м^3 /сут.

Таким образом, гидрогеологические условия на месторождении достаточно сложные и по сути отражают строение осадочной толщи. Для большинства гидродинамических обстановок разреза характерным является низкие пластовые давления, энергии которых недостаточно для подъема минерализованных вод до поверхности.

1.5 Нефтегазоносность

В нефтегазоносном отношении исследуемая территория относится к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО), которая приурочена к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (см. рисунок 1.4) [9].

Территория Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области расположена в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы и только на восточной и южной окраинах захватывает территорию Вилючанской седловины.

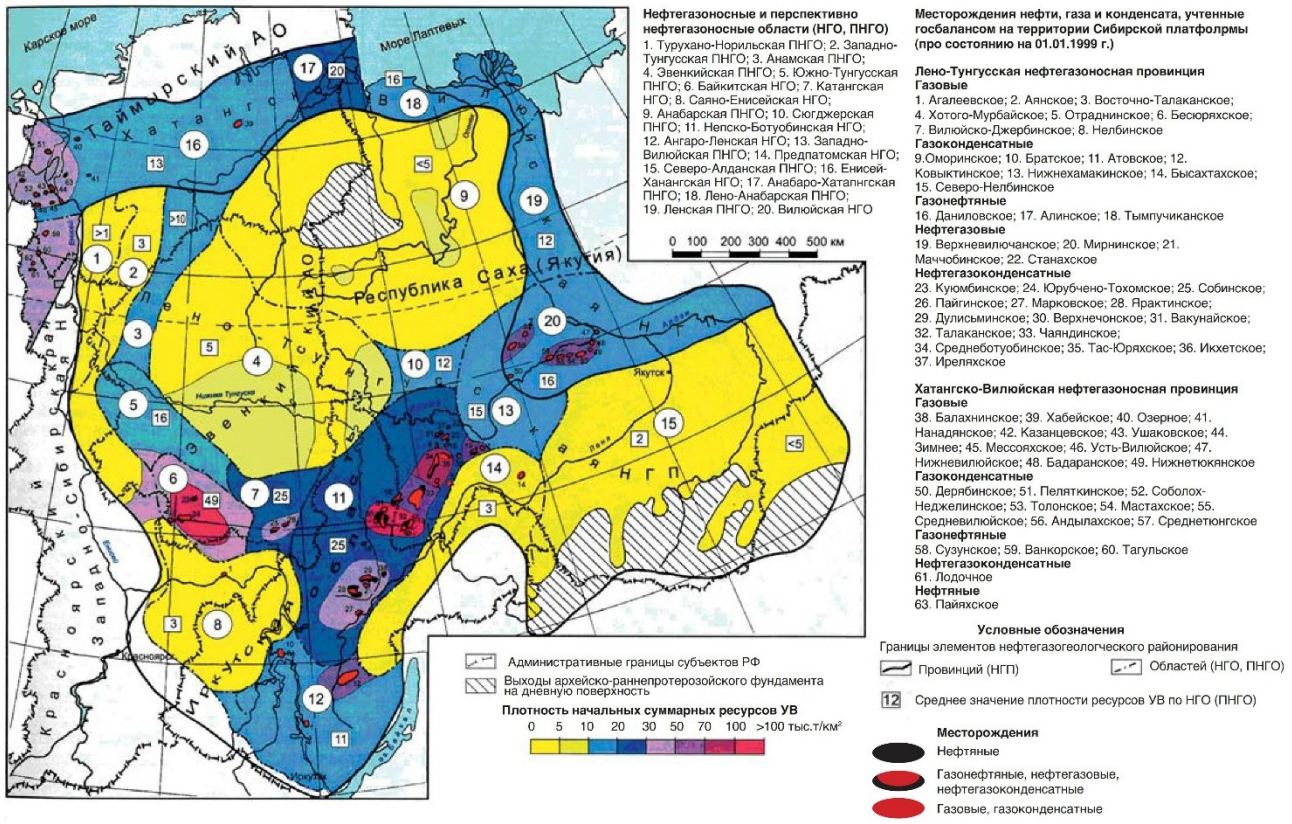


Рисунок 1.4 - Схема нефтегазоносного районирования Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции [9]

Площадь Непско-Ботуобинской НГО составляет около 260 тыс. км.^{2} и на её территории открыто 32 месторождений нефти и газа. Среди которых по количеству запасов есть гигантское - Чаяндинское, крупные - Среднеботубинское, Верхнечонское, Талаканское и другие. В пределах области продуктивность установлена в осинском ($Б_1$), усть-кутском (юряхский, $Б_{3\text{-}4\text{-}5}$), преображенском ($Б_{12}$) горизонтам, пачкам карбонатными и терригенным пластов венд-нижнекембрийского комплекса ($В_3$, $В_5$, $В_{10}$, $В_{12}$, $В_{13}$, $В_{14}$, $В_{13}$). Основными промышленно нефтегазоносными пластами являются $В_3$, $В_5$, $В_{10}$, $В_{13}$.

Суммарные геологические запасы нефти нефтегазоносной области оцениваются в 1500 млн.т. по категориям $АВС_1$ и 2400 млн.т. по $С_2$; газа -1170 млрд. м^3 по категориям $АВС_1$ и 1530 млрд. м^3 по $С_2$; конденсата - 39 млн.т. по категориям $АВС_1$ и 35 млн.т. по $С_2$.

Существенной необычной особенностью месторождений Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области является аномально низкое пластовое давление (АНПД), дефицит которого может достигать 15-20% от гидростатического [10].

Нефти как правило легкие с плотностью не более 0,820-0,836 г/см^3 и средние – 0,847–0,863 г/см^3.

Непосредственно промышленная нефтегазоносность Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, открытого в 1980 г., связана с

кварцевыми, средне-мелкозернистыми песчаниками отложениям ярактинского горизонта мотской свиты (пласты B_{10} и B_{13}).

Особенностью Дулисьминского месторождения, является то, что пласт B_{10} распространен повсеместно, выклинивается на северо-западе. В то время как пласт B_{13} маломощный, и на месторождении распространен не повсеместно (см. рисунок 1.5).

Непосредственно сам пласт B_{10} разделён пропластком алевро - глинистых пород на два пласта: верхний - I и нижний – II.

К пласту I приурочена газоконденсатнонефтяная. Сам пласт сложен серыми и темно-серыми мелкосреднезернистыми хорошо отсортированными песчаниками. Местами в пласте I отмечаются засолонение и ангидритизация песчаников. Отмечаются признаки пиритизации и повышенная слюдистость.

На месторождении пласт распространен повсеместно, и залегает на аргиллито-алевролитовых породах межпластовой перемычки, а на участках её отсутствия на песчаниках пласта II. В некоторых скважинах отмечается его залегание непосредственно на породах фундамента [11].

Общая мощность пласта I изменяется от 1 до 36,6 м, эффективная нефтенасыщенная от 0 до 3,4 м, эффективная газонасыщенная - достигает 16 м. Коэффициент расчлененности - от 1 до 7, в среднем по месторождению среднем 3,8.

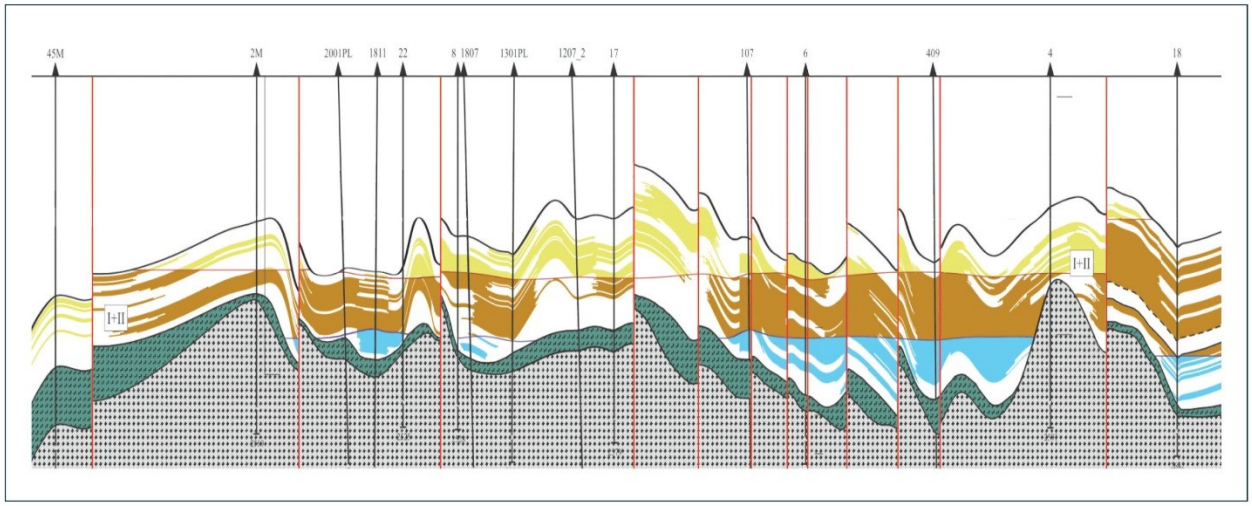


Рисунок 1.5 - Геологический разрез Дулисьминского месторождения

Пластом покрышкой является вышезалегающая пачка глинисто-алевритовых пород. На участках отсутствия пласта I глинисто-ангидритовая пачка залегает на породах фундамента.

Непосредственно сама залежь пласта I осложнена многочисленными зонами литологического замещения и разрывными нарушениями тектонического происхождения (см. рисунок 1.6). В пределах ловушки залежь неантиклинальная, пластовая, блоковая с элементами литологического и стратиграфического экранирования. Начальное пластовое давление составляло 22,6 - 22,8 МПа, температура плюс 35 - плюс 36°С. Пористость 6-18 %, проницаемость $(50\text{-}70)\times10^{-15}$м. Тип коллектора поровый. Начальные притоки газа достигают 128 тыс. м^3/сут, нефти 90 м^3/сут.

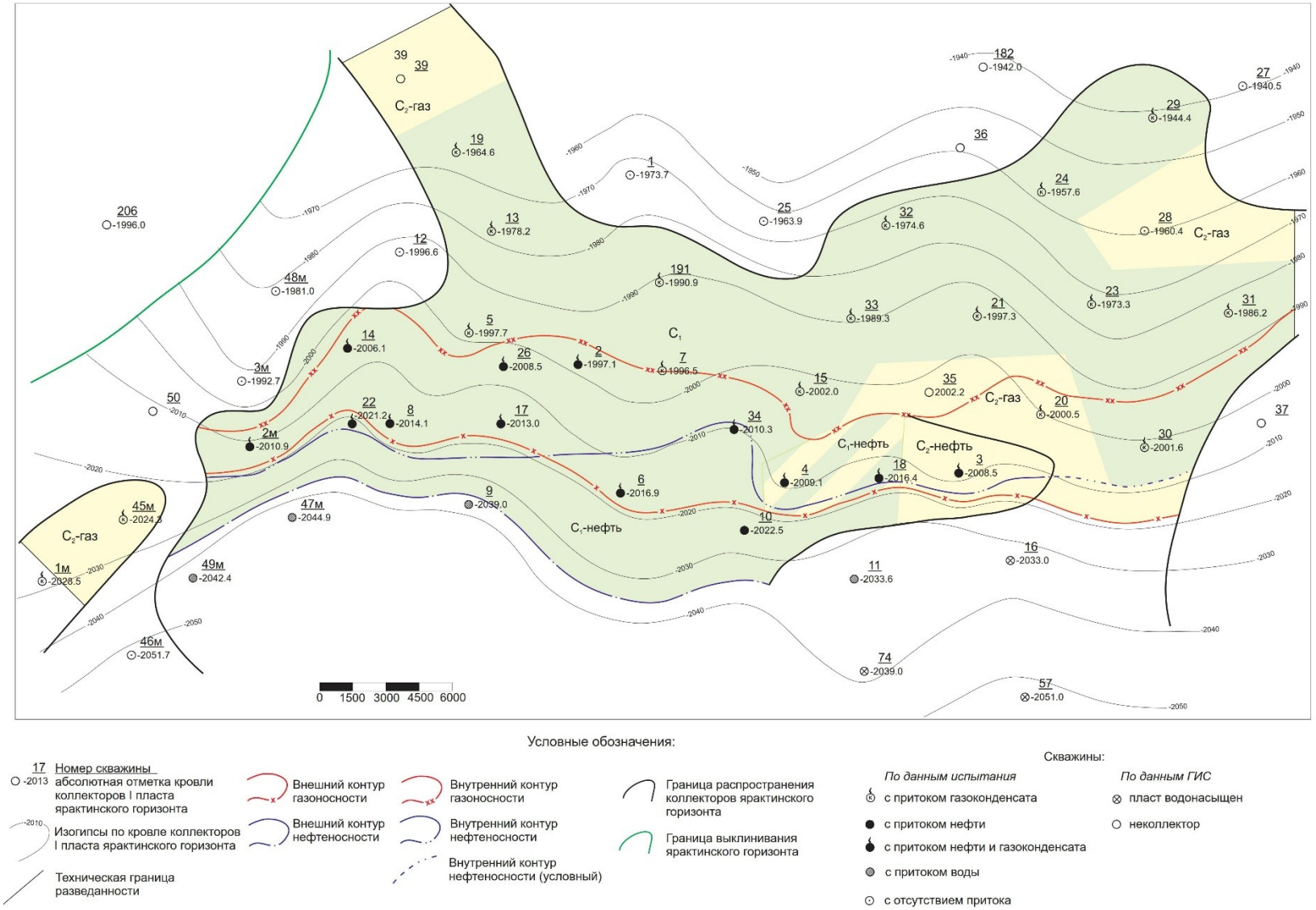


Рисунок 1.6 - Подсчётный план нефти и газа по пласту I

Положение ВНК и ГНК по основной залежи I пласта по материалам ГИС и испытания определяется на а.о. –2019 м и –2036 м. Высота залежи составляет 72 м, в том числе 17 м нефтяной оторочки.

В пласте II ярактинского горизонта, выделяют две залежи северная нефтегазоконденсатная и южная (район скв. 30) газоконденсатная залежи (см. рисунок 1.7). Залежи пласта II приурочены к песчаникам серо-бурыми средне- и крупнозернистыми, переслаивающимися с аргиллитами и алевролитами. Пласт коллектор имеет многочисленные участки засолонения и глинизации. Эффективная толщина песчаных пропластков в среднем составляет 1,8 м, максимальная 4 м. Коэффициент расчленённости - от 1 до 4, в среднем 2,4. Залежь пласта II - пластовая, неантиклинальная, с литологическим ограничением. Начальное пластовое давление составляло 22,8 МПа, температура плюс 36°С.

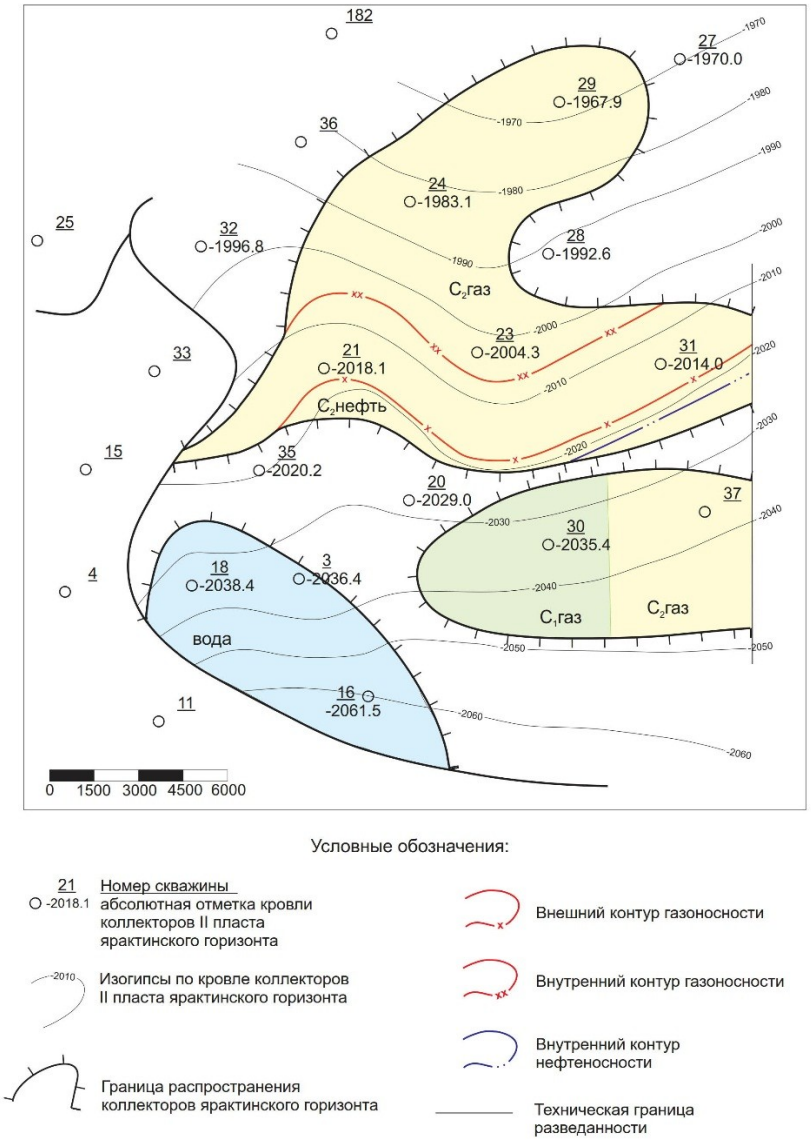


Рисунок 1.7 - Подсчётный план нефти и газа по пласту II

Открытая пористость пород-коллекторов пласта B_{10} (пласты I и II) изменяется от 6,2 до 21,7%, газопроницаемость - от 0,9 до 730x10^{-15} $м^2$, составляя в среднем 48,3x10^{-15} $м^2$. Тип коллектора поровый. Начальное пластовое давление 22,56 МПа, температура плюс 32°С.

Не смотря на достаточную близость средних значений пористости, нефтенасыщенности и проницаемости по пластам I и II продуктивного горизонта B_{10}, легкую по составу нефть, хорошие коллекторские свойства пластов, залежи месторождения можно охарактеризовать как сложнопостроеными. Поскольку нефтенасыщенные толщины экранированы литологически, стратиграфически и тектонически. Продуктивные пласты значительно расчленены с коэффициентом расчленённости 2,4 - 3,8. Так же на месторождении наблюдается наличие зон аномально низких пластовых давлений.

1.6 Физико-химические свойства нефти, газа и воды

Нефти Дулисьминского месторождения ярактинского горизонта обладают близкими физико-химическими свойствами (таблица 1.1). Плотность нефтей месторождения горизонта изменяется от 730 до 737 кг/$м^3$ при среднем значении 733 кг/$м^3$.

Динамическая вязкость колеблется в пределах 2,2-2,4 Мпа/с, среднее значение 2,3 Мпа/с.

Растворённый (нефтяной) газ содержит в промышленных кондициях этан, пропан, бутаны и гелий (таблица 1.2).

Физико-химическая характеристика свободного газа изучена по данным проб, отобранных из скважин. Газ имеет преимущественно углеродный состав: содержание метана колеблется в пределах 77,9 – 82,74 %, этана 6,73 -9,66 %, пропана – 2,62 -4,15 %, бутанов 0,87 – 2,21 %. Содержание пентана и более тяжелых фракций равно 2,96 – 4,38 %, наличие сероводорода не отмечено.

По содержанию серы нефти относятся к малосернистому типу, среднее содержание – 0,17 % (таблица 1.3).

Количество твёрдого парафина изменяется от 1,14 до 1,67 %, и по его содержанию нефти классифицируются как малопарафинистые.

Смолистых компонентов в нефтях повышенный процент (3,96-5,48 %). Среднее их содержание составляет 4,88 %, что позволяет оценить нефти как смолистые.

Асфальтенов в нефтях содержится очень мало от 0,04 до 0,19 %. Среднее их содержание – 0,11 %.

Температура застывания нефтей изменяется от минус 22 до минус 37ºС. Температура начала кипения нефтей колеблется от 64 до 100ºС.

Таблица 1.1 - Свойства нефти, газа, конденсата и воды ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения

Наименование	Диапазон изменения	Среднее значение
а) нефть		
Давление насыщения газом, МПа	21,5-21,6	21,6
Газосодержание при дифференциальном разгазировании в рабочих условиях, $м^3/т$		
P_1= 15 МПа T_1 = 20°С	114,3-116,9	115,6
P_2 = 10 МПа T_2 = 20°С	82,4-89,6	86
P_3 = 5 МПа T_3 = 20°С	49,2-50,6	49,9
P_4 = 1.6 МПа T_4 = 20°С	20,6-23,0	21,8
Суммарное газосодержание, $м^3/т$	150,3-150,8	150,5
Объемный коэффициент при диффе-ренциальном разгазировании, доли ед.	1,290-1,297	1,293
Плотность, $кг/м^3$	730-737	733
Вязкость, мПа*с	2,2-2,4	2,3
б) газ газовой шапки		
Давление начала и максимальной	21,4-24,5	22,7
конденсации, МПа	5,5-6,2	5,8
Плотность, $кг/м^3$	0,980-0,995	0,988
Вязкость, мПа*с	0,02	0,02
Содержание стабильного конденсата, $г/м^3$	184,2-216,2	200,2
в) стабильный конденсат		
Плотность, $кг/м^3$	716-723	720
Температура застывания, °С	(-45)-(-50)	-47

Вязкость при 20°С, мПа*с	0.3-0.7	0,6
г) пластовая вода		
Газосодержание, $м^3/т$	236-255	242
Объемный коэффициент, доли ед.	1,0015-1,0020	1,002
Общая минерализация, г/л	317,7-458,6	370,8
Плотность, $кг/м^3$	1300,0-1300,6	1300,2

Таблица 1.2 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения (мольное содержание в %)

Наименование	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделив-шийся газ	нефть	выделив-шийся газ	нефть	
Сероводород					
Углекислый газ	0,22		1,80		1,02
Азот + редкие	2,58		3,12		1,78
в т.ч. гелий			0,05		0,13
метан	65,72		71,20		41,55
этан	13,85		14,40		6,82
пропан	8,87		6,80		2,93
изобутан	1,54		0,70	0,14	0,44
н. бутан	3,47		1,40	0,72	1,45
изопентан	3,75		0,26	1,40	0,75
н. пентан			0,31	2,18	1,16
гексаны				5,42	2,44
гептаны				4,64	2,09
другие компоненты					
Остаток (C_8 + высшие)				85,50	37,44
Молекулярная масса				197	100
Молекулярная масса остатка					

Плотность газа, кг/м^3	1,043		0,917		
Плотность газа по воздуху					
Плотность нефти, кг/м^3				836	733

Таблица 1.3 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти ярактинского горизонта Дулисьминского месторождения

Наименование		Диапазон изменения	Среднее значение
Вязкость динамическая при 20°С, мПа·с		5,1-8,8	7,4
Вязкость кинематическая при 20°С, мм^2/с		6,3-10,7	9,1
Температура застывания, °С		(-22)-(-37)	-32
Температура насыщения парафином, °С		100-123	111,5
Массовое содержа-ние, %	Серы	0,12-0,26	0,17
	Смол силикагелевых	3,96-5,48	4,88
	Асфальтенов	0,04-0,19	0,11
	Парафинов	1,14-1,67	1,37
	Золы	0,005-0,248	0,07
	Воды	0,00-0,25	0,07
	Мехпримесей	0,00-0,19	0,01
Температура плавления парафина, °С		48,0-58,0	53
Объемный выход фракций, %	н.к. - 100°С	0,01-5,01	2,2
	до 150°С	11,0-17,0	12,5
	до 200°С	18,5-30,0	22,6
	до 250°С	29,0-43,0	33,5
	до 300°С	43,0-58,0	49,3

1.7 Запасы нефти, газа и воды

В 2003 г. в ООО «Ненецкий НИПИнефть» был произведен пересчет запасов нефти и газа Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, который основывался на результатах сейсмических исследований МОВ ОГТ объемом 1770 пог. км и данных бурения 49 поисковых и разведочных скважин.

После экспертизы материалов отчета в ГКЗ МПР РФ геологические и извлекаемые запасы углеводородов ярактинского горизонта были утверждены (протокол № 965 от 19.11.2004 г.).

Начальные геологические запасы нефти ярактинского горизонта утверждены ГКЗ в объеме 71 595 тыс. тонн, в том числе по категории C_1 - 67356 тыс. тонн (94,1 %). При этом 70 108 тыс. тонн или 97,9 % ресурсов нефти относится к пласту I горизонта. Для пласта II оценка запасов нефти категории C_2 составила 1 487 тыс. тонн.

Коэффициент извлечения нефти был утвержден как 0,21, с учетом чего начальные извлекаемые запасы нефти ярактинского горизонта составили 15 035 тыс. тонн, в том числе 14 145 тыс. тонн (94,1 %) по категории C_1. Подавляющая часть извлекаемых запасов нефти – 14 723 тыс. тонн или 97,9 % сосредоточена в пласте I.

При принятом газосодержании пластовой нефти в 150,5 $м^3$/т начальные геологические запасы растворенного газа утверждены в количестве 10 775 млн.$м^3$, в том числе 10 137 млн.$м^3$ по категории C_1. Извлекаемые ресурсы составили 2 263 млн.$м^3$.

Потенциальные содержания компонентов, содержащихся в растворенном газе, определены в 179,81 г/$м^3$ для этана, 124,73 г/$м^3$ для пропана, 49,74 г/$м^3$ для бутанов и 0,054 % объемных для гелия.

Начальные геологические запасы компонентов растворенного газа составили: для этана – 1 937 тыс. тонн, пропана – 1 344 тыс. тонн, бутанов – 536 тыс. тонн, гелия – 5 819 тыс.$м^3$.

Начальные извлекаемые запасы компонентов растворенного газа оценены в объеме: этана – 407 тыс. тонн, пропана – 282 тыс. тонн, бутанов – 113 тыс. тонн и гелия – 1 222 тыс.$м^3$.

Запасы свободного газа утверждены в количестве 80 095 млн.$м^3$, в том числе 65 883 млн.$м^3$ (82,3 %) по категории C_1. Основная часть ресурсов газа сосредоточена в I пласте ярактинского горизонта – 76 468 млн. $м^3$ или 93,0 %. Незначительная доля этого объема – 416 млн. $м^3$ (0,5 %) приурочена к Юго-Западной чисто газовой залежи, а остальные ресурсы относятся к газовой шапке Основной нефтегазоконденсатной залежи. Для пласта II указанное соотношение составляет 1 110 млн. $м^3$ (30,6 %) и 2 517 млн. $м^3$ (69,4%).

При потенциальном содержании стабильного конденсата в 200 г/$м^3$ его начальные геологические запасы в пластовом газе составляют 16 019 тыс. тонн, в том числе 13 177 тыс. тонн (82,3 %) по категории C_1. При утвержденном

коэффициенте извлечения конденсата 0,53 его начальные извлекаемые запасы оцениваются в 8 489 тыс. тонн, в т.ч. 6 983 тыс. тонн по кат. C_1.

При потенциальном содержании компонентов свободного газа в 96,9 г/м^3 для этана, 72,6 г/м^3 для пропана, 51,1 г/м^3 для бутанов и 0,26 % объемных для гелия их начальные геологические запасы оцениваются соответственно в 7 761 тыс. тонн, 5 815 тыс. тонн, 4 093 тыс. тонн и 208 247 тыс.м^3.

2. Характеристика текущего состояния разработки Дулисьминского месторождения

2.1 Система разработки месторождения

Месторождение открыто в 1983 году разведочной скважиной 2, в опытно-промышленную эксплуатацию введено в 2001 году на основании «Рабочего проекта подключения разведочных скважин 8 и 22 Дулисьминского месторождения на период ОПЭ», составленного «ВНИПИгаздобыча» [11].

Добыча нефти на месторождении начата в 2001 году с вводом в эксплуатацию скважины № 22 (в западной части месторождения), переведенной в категорию добывающих из числа разведочных. В период до 2007 года в эксплуатацию нефтяной залежи (нефтяного слоя) были последовательно введены еще 7 скважин из числа разведочных и, таким образом, к началу 2009 года добыча нефти на месторождении велась восемью добывающими скважинами, переведенными из числа разведочных.

Технологическая схема разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, составленная ООО «Геодата Консалинг» в 2006г., была утверждена на заседании ЦКР «Роснедра» (нефтяная секция) – протокол ЦКР №3937 от 28.12.2006 г [9]. В технологической схеме разработки месторождения предусматривалось до 2010 года эксплуатацию месторождения осуществлять по 10 варианту разработки, который включал в себя следующие параметры:

- выделение одного объекта разработки, включающего нефтяную оторочку и газовую шапку
- применение однорядной системы размещения горизонтальных добывающих и наклонно-направленных нагнетательных скважин (длина горизонтального участка ствола 500 м, расстояние между нагнетательными скважинами 800 м) с избирательной расстановкой дополнительных горизонтальных добывающих скважин;
- предполагает перевод 4 разведочных скважин в эксплуатационный фонд и бурение новых: 87 горизонтальных добывающих и 91 нагнетательную скважину;
- срок окончания бурения проектных скважин 2023 год;
- общий фонд по объекту должен был составит 261 скважина;
- КИН 0,256 при утверждённом – 0,21;
- максимальные проектные уровни в целом по месторождению: добыча нефти-756,6 тыс. тонн. (2018г.), добыча жидкости-2236,1 тыс. тонн. (2028г.), закачка воды-4636,6 тыс. $м^3$ (2032г.), добыча газа всего-2227 млн. $м^3$ (2024г.), нефтяного-115 млн. $м^3$ (2018г.), свободного-2185 млн. $м^3$ (2032г.), добыча конденсата-394 тыс. тонн (2023г.).

В ходе работ на месторождении в 2006-2008 годах следование предписанным технологической схемой решениями выполнить не удалось. В эксплуатацию были введены исключительно разведочные скважины пробурены ранее (8 штук), а в 2007 г. годовая добыча нефти составила всего 3 тыс. тонн.

В середине 2008г. была пробурена первая горизонтальная скважина (№105) с длиной горизонтального ствола примерно 340 м., дебит нефти которой составил около 100 т/сут., а коэффициент продуктивности оказался на порядок больше, чем по скважинам из числа разведочных. Величина коэффициента продуктивности составила около 4,5 т/сут.ат.

Принципиальные положения Технологической схемы разработки 2006г. не изменились, но динамика основных технологических показателей оказалась иной, существенно увеличились дебиты скважин, темпы отбора запасов нефти – максимальные уровни добычи нефти почти удвоились, сохранилась положительная экономическая эффективность разработки нефтегазоконденсатной залежи Дулисьминского месторождения.

В марте 2009 г. «Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки Дулисьминского месторождения» был рассмотрен и утверждён на заседании ЦКР Роснедра (нефтяная секция) – протокол №4539 от 19.03.2009.

В течение 2009-2010 гг. на месторождении были пробурены ещё две добывающие скважины эксплуатационного фонда – номер 102 и номер 201 в 2009 г. и 2010 г. соответственно. Т.е. темпы освоения нефтяной оторочки месторождения оказались минимальными и не соответствовали намеченным объёмам. Положительные изменения наметились в первой половине 2011 г. В течение первой половины 2011 г. (на 01.07.2011г.) были закончены бурением и введены в эксплуатацию пять новых скважин добывающего фонда с горизонтальным окончанием. Среднесуточный дебит нефти (вместе с конденсатом) по горизонтальным скважинам составил около 100 т/сут, а наибольший дебит (скважин 202 и 401) достигал 200-300 т/сут.

Таким образом, общее количество скважин, из которых осуществлялась добыча нефти, газа, конденсата (нефтяные скважины) составляло на 01.07.2011 г. 16 единиц, в т.ч. 8 скважин, переведённых в эксплуатационный фонд из числа разведочных и 8 пробуренных проектных скважин с горизонтальным окончанием (добывающие).

В 2011 году компанией выполнен новый проектный документ «Дополнение к технологической схеме разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения», которое было рассмотрено и утверждено ЦКР Роснедра (протокол № 5337 от 29.12.2011 г.) [13].

Были рассмотрены варианты с различными подходами к утилизации попутно добываемого нефтяного газа и газа газовой шапки, а также уточнены темпы бурения и ввода в эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин.

Основные проектные решения:

- максимальные прогнозные уровни: добыча нефти - 1246 тыс. т (2017 г.), добыча жидкости - 1834 тыс. т (2023 г.), закачка воды – 3158 тыс. м^3 (2020 г.), добыча растворенного газа - 188 млн. м^3 (2017 г.), добыча свободного газа - 1991 млн. м^3 (2049 г.), закачка газа - 1112 млн. м^3 (2020 г.), добыча конденсата - 285 тыс. т (2026 г.),
- фонд скважин 253, в т.ч.: добывающих 120 из них с горизонтальным окончанием 95, нагнетательных 65, газонагнетательных 8, газовых добывающих с горизонтальным окончанием 60;
- фонд скважин для бурения всего 220, в т.ч. добывающих, нефтяных, горизонтальных 87, добывающих, газовых, горизонтальных 60, нагнетательных 65, газонагнетательных 8.

За период 2011-2012 года была пробурена и введена в эксплуатацию 41 скважина, практически во всех скважинах до ввода в эксплуатацию были проведены гидродинамические исследования, налажены систематические замеры дебитов газа нефтяных скважин. По результатам замеров пластовых давлений по скважинам в разбуренной зоне оценена динамика этого показателя. Недропользователем было принято решение об изменении темпов ввода скважин и порядка ввода в разработку запасов нефти нефтяной оторочки и газовой шапки при сохранении очередности разбуривания нефтегазоконденсатной залежи ярактинского горизонта.

Все вышеизложенные обстоятельства требовали обновления проектной документации. В 2013 году компанией ООО «СЖЖ Восток» составлено «Дополнение к технологической схеме разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения», утвержденное ЦКР Роснедр (протокол № 5801 от 10.12.2013 г.) со следующими основными положениями и технологическими показателями:

- максимальные прогнозные уровни: добыча нефти - 1055 тыс. тонн (2015 г.), добыча жидкости - 1100 тыс. тонн (2015 г.), закачка воды - 2348 тыс. м^3 (2017 г.), добыча растворенного газа - 159 млн. м^3 (2015 г.), добыча газа газовой шапки - 1798 млн. м^3 (2050 г.), добыча свободного газа - 63 млн. м^3 (2049 г.), закачка газа - 1214 млн. м^3 (2020 г.), добыча конденсата - 295 тыс. тонн (2026 г.);
- фонд скважин 274, в т.ч.: добывающих 139 из них с горизонтальным окончанием 105, нагнетательных 64 из них с горизонтальным окончанием 28, газонагнетательных 9, газовых добывающих с горизонтальным окончанием 62;
- фонд скважин для бурения всего 196, в т.ч. добывающих, нефтяных, горизонтальных 73, добывающих, газовых, горизонтальных 62, водонагнетательных 52 из них с горизонтальным окончанием 28, газонагнетательных 9;
- достижение КИН 0,21, при $К_{выт}$=0,395 и $К_{охв}$=0,531.

В настоящее время Дулисьминское нефтегазоконденсатное месторождение разрабатывается на основании данного проектного документа.

Как видно их обзора, проектные данные менялись три раза. В целом это объясняется тем, что первоначально в основе представлений о геологическом строении месторождения основывались на результатах работ полученных еще при картировании структуры и поисково-разведочном бурении.

Как показала опытная эксплуатация, эти представления не отображают действительной ситуации. Оперативная корректировка схемы разработки во многом позволила избежать серьезных проблем в будущем, когда исправление принятых технических решений потребовало бы расхода значительного количества ресурсов.

2.2 Сопоставление проектных и фактических показателей

Для сопоставительного анализа проектные показатели разработки по Дулисьминскому месторождению, за последние пять лет, взяты из трех последних проектных документов.

В 2009-2010 годах Дулисьминское месторождение разрабатывалось согласно «Авторскому надзору за реализацией технологической схемы разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения» (протокол № 4539 от 19.03.2009 г.). В 2011-2012 годах эксплуатация месторождения осуществлялась согласно «Дополнению к технологической схеме разработки….» (протокол № 5337 от 29.12.2011 г.), в 2013 году – согласно «Дополнению к технологической схеме разработки….» (протокол № 5801 от 10.12.2013 г.).

Сопоставление фактических и проектных показателей за последние 5 лет разработки месторождения приведено в таблице 2.1.

Величины отклонений между основными проектными и фактическими показателями разработки запасов нефти представлены в таблице 2.2.

По состоянию на 01.01.2014 фактическая накопленная добыча нефти по месторождению составила 1969,9 тыс. тонн, по проекту – 1970,0 тыс. тонн. Можно отметить практически полное соответствие фактического и проектного показателей. В результате на уровне проектных показателей находятся фактический отбор нефти от утвержденных извлекаемых запасов, (с величиной 11,2 %) и текущий КИН (0,023).

Аналогичная ситуация с годовой добычей нефти в 2013 году. Проектные и фактические отборы нефти за последний год почти полностью соответствуют друг другу, отклонение мизерное, всего 0,1 %. Связано это с тем, что в 2013 году выполнено очередное «Дополнение к технологической схеме разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения», в котором проведено уточнение основных показателей разработки. В результате величина отклонений между основными фактическими и проектными показателями добычи нефти и жидкости в 2013 году небольшая или вообще отсутствует.

В остальные годы анализируемого периода (за 2009-2012 годы) фактическая добыча нефти отличалась от своих проектных показателей, но величина отклонения между ними находилась в пределах допустимого.

Таблица 2.1 - Сопоставление основных фактических и проектных показателей разработки в целом по месторождению

Показатели	год									
	2009		2010		2011		2012		2013	
	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт	проект	факт
Добыча нефти всего, тыс. тонн	92,9	66,3	169,5	52,5	305,3	316,8	591,4	663,4	710,3	710,4
Ввод новых добывающих скважин, шт.	5	1	3	1	17	14	14	27	21	14
Ввод скважин из бурения, шт.	5	1	3	1	17	14	14	27	21	14
Фонд добывающих скважин на конец года, шт.	14	10	17	11	27	61	37	66	64	65
Фонд механизированных скважин, шт.	0	0	0	0	0	5	0	20	0	37
Средняя обводненность продукции, %	0,2	0,0	0,4	0,0	3,3	0,2	5,0	3,0	3,0	3,3
Средний дебит по нефти действ, т/сут	27,7	24,8	36,7	27,3	55,8	74,0	64,0	57,3	44,6	43,0
Приемистость нагнетательных скважин, $м^3$/сут	0,0	0,0	101,4	0,0	0,0	0,0	0,0	206,7	52,6	168,8
Добыча жидкости всего, тыс. тонн	114,0	66,3	210,0	52,5	315,6	317,6	622,3	684,3	732,4	734,9
Накопленная добыча жидкости с начала разработки, тыс. тонн	280,0	226,8	490,0	279,3	596,0	596,9	1218,0	1281,1	2013,0	2016,0
Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	250	227	420	279	585	596	1177	1260	1970	1970
Коэффициент нефтеизвлечения, %	0,003	0,003	0,005	0,003	0,007	0,007	0,014	0,015	0,023	0,023
Закачка воды за год, тыс.м3	0	0,0	67,0	0,0	0,0	0,0	0,0	24,8	138,2	60,8
Компенсация отбора с начала разработки, %	0,0	0,0	9,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	4,5	2,8
Газовый фактор, $м^3$/т	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5	150,5
Добыча растворенного газа, млн.$м^3$	14,0	10,0	26,0	8,0	46,0	47,7	89,0	99,8	106,9	106,8
Накопленная добыча растворенного газа, млн.м3	38,0	31,2	63,0	39,1	87,0	86,8	176,0	186,6	296,0	296,0
Отбор нефти от НИЗ, %	1,4	1,3	2,4	1,6	3,3	3,4	6,7	7,1	11,2	11,2
Темп отбора нефти от НИЗ, %	0,5	0,4	1,0	0,3	1,7	1,8	3,4	3,8	4,0	4,0

Таблица 2.2 – Величины отклонений между основными проектными и фактическими показателями разработки запасов нефти

Показатели	2009		2010		2011		2012		2013	
	проект факт	разница то же, %	проект факт	разница то же, %	проект факт	разница то же, %	проект факт	разница то же, %	проект факт	разница то же, %
Добыча нефти, тыс. т	92,9 66,3	-26,6 -28,6	169,5 52,5	-117,0 -69,0	305,3 316,8	11,5 3,8	591,4 663,4	72,0 12,2	710,3 710,4	0,1 0,0
Накопленная добыча нефти, тыс. т	250,0 226,8	-23,2 -9,3	420,0 279,3	-140,7 -33,5	585,0 596,1	11,1 1,9	1177,0 1259,5	82,5 7,0	1970,0 1969,9	-0,1 0,0
Средний дебит нефти, т/сут	27,7 24,8	-2,9 -10,5	36,7 27,3	-9,4 -25,6	55,8 74,0	18,2 32,6	64,0 57,3	-6,7 -10,5	44,6 43,0	-1,6 -3,6
Фонд добывающих скважин, шт	14 10	-4 -28,6	17 11	-6 -35,3	27 61	34 125,9	37 66	29 78,4	64 65	1 1,6
Обводненность, %	0,2 0,0	-0,2 -100,0	0,4 0,0	-0,4 -100,0	3,3 0,2	-3,1 -93,9	5,0 3,0	-2,0 -40,0	3,0 3,3	0,3 10,0
Добыча жидкости, тыс. т	114,0 66,3	-47,7 -41,8	210,0 52,5	-157,5 -75,0	315,6 317,6	2,0 0,6	622,3 684,3	62,0 10,0	732,4 734,9	2,5 0,3
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	280,0 226,8	-53,2 -19,0	490,0 279,3	-210,7 -43,0	596,0 596,9	0,9 0,2	1218,0 1281,1	63,1 5,2	2013,0 2016,0	3,0 0,1
Средний дебит жидкости, т/сут	33,8 24,8	-9,0 -26,6	45,5 27,3	-18,2 -40,0	57,6 74,2	16,6 28,8	67,4 59,1	-8,3 -12,3	46,0 44,4	-1,6 -3,5
Закачка воды, тыс. м3	0,0 0,0	0,0 0	67,0 0,0	-67,0 -100,0	0,0 0,0	0,0 0	0,0 24,8	24,8 0	138,2 60,8	-77,4 -56,0
Накопленная закачка воды, тыс. $м^3$	0,0 0,0	0,0 0	67,0 0,0	-67,0 -100,0	0,0 0,0	0,0 0	0,0 24,8	24,8 0	140,0 85,6	-54,4 -38,9
Фонд нагнетательных скважин, шт	0 0	0 0	2 0	-2 -100,0	0 0	0 0	0 1	1 0	8 3	-5 -62,5
Действующий фонд нагнетательных скважин, шт.	0 0	0 0	1	-1 -100,0	0 0	0 0	0 1	1 0	8 1	-7 -87,5

Своевременная корректировка показателей разработки, которая за последние пять лет выполнялась трижды, помогла определить величину отклонения между фактическими и проектными уровнями добычи нефти на протяжении данного временного интервала держать в допустимых пределах. Исключение составляет 2010 год, когда величина отклонения в добыче нефти превысила допустимую норму и составила 69%. В этот год фактические объемы бурения значительно отставали от проектных, фонд добывающих скважин на 35 % был ниже запланированного, фактические дебиты нефти и жидкости на 25,6% и 40 %, соответственно, ниже своих проектных показателей.

Если фактические объемы добычи нефти практически на протяжении всего анализируемого периода (за исключением одного года) соответствуют своим проектным показателям, то по объемам закачки этого сказать нельзя.

До 2013 года провести сравнительный анализ между проектными и фактическими показателями невозможно. За этот период проектный объем закачки был выполнен лишь однажды в 2010 году, но сравнивать его не с чем, поскольку фактическая закачка на постоянной основе была реализована только в 2012 году.

На 01.01.2014 в продуктивные отложения основной залежи пласта I закачано 85,6 тыс. $м^3$ воды вместо 140 тыс. $м^3$ по плану, расхождение составило 38,9 %.

В 2013 году фактический объем закачки воды меньше проектного на 56 %, его величина составила 60,8 тыс. $м^3$ при проектной – 138,2 тыс. $м^3$. В действующем нагнетательном фонде одна скважина вместо восьми по проекту. То есть, можно отметить, что проектные решения в области поддержания пластового давления не выполняются.

Через добывающие нефтяные скважины кроме нефти и попутного газа осуществляется отбор газа из газовой шапки и, соответственно, конденсата. В течение всего рассматриваемого периода (2009-2013 гг.), добыча газа из газовой шапки была существенно ниже, чем это было определено в проектных документах. В связи с этим, и добыча конденсата через нефтяные скважины также оказалась ниже проектных значений.

В целом значительное отклонение проектных показателей от фактических – отсутствует. По основным параметрам, таким как объем добычи, средний дебит, обводненнось – фактические значение соответствуют проектным. Наибольшее несоответствие прослеживается по системе компенсации отборов – фактическая закачка в два раза меньше проектной, фонд нагнетательных скважин в почти три раза меньше проектного.

Следует отметить, что тот дисбаланс между проектными и фактическими показателями, как на стадии опытной эксплуатации, так и в первые года разработки, к настоящему времени не наблюдается. Что указывает на правильности принимаемых решений, соответствующих ситуации.

2.3 Конструкция скважин

Для разработки Дулисьминского месторождения применяют наклонно-направленные скважины трех видов (см. рисунок 2.1) [13]:

а) тангенциального профиля со смещением ствола до 570-1050 м;

б) S-образного профиля со смещением ствола от 570 м;

в) тангенциального профиля со смещением ствола от 1050 м;

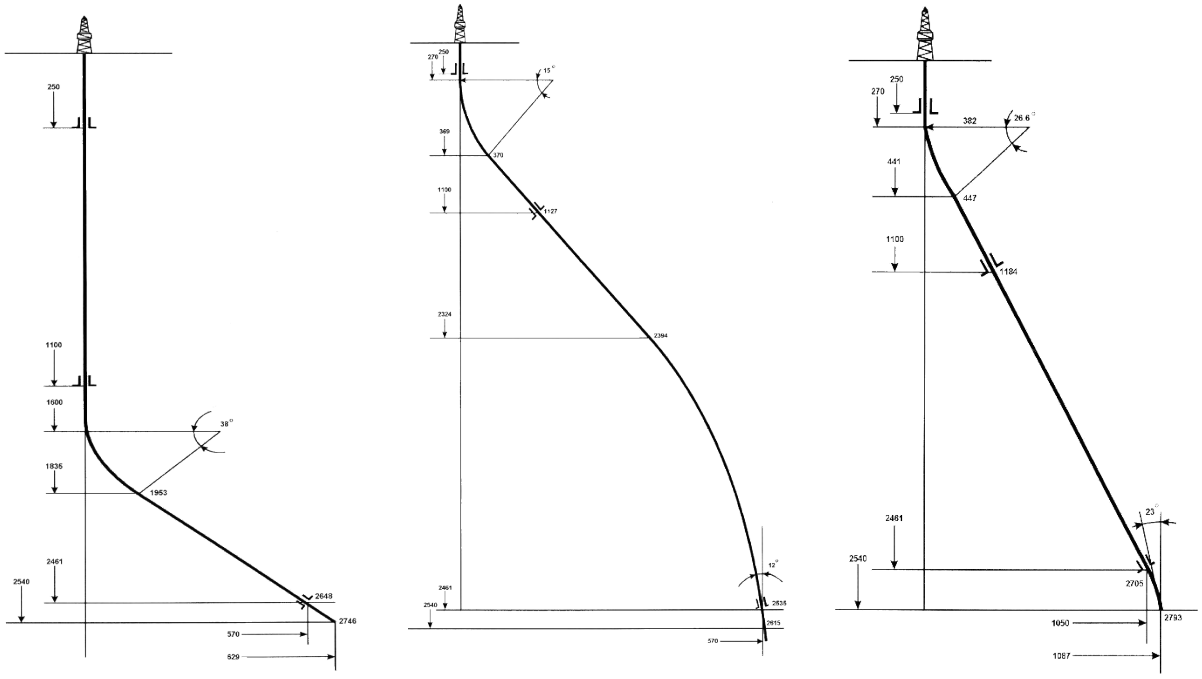
Наклонные скважины с проектным смещением ствола до 570 м проектируются по тангенциальному трехинтервальному профилю с большим вертикальным участком, включающему вертикальный участок, участок начального искривления ствола, тангенциальный интервал и участок вскрытия пласта или по S-образному трехинтервальному профилю, включающему вертикальный участок, участок начального искривления ствола и завершающий участок уменьшения зенитного угла. Вид профиля для каждой конкретной скважины определяется положением скважины в кусте и условиями предупреждения пересечения со стволами соседних скважин.

Скважины с проектным смещением ствола 1050÷1700 м проектируются по пятиинтервальному профилю, содержащему вертикальный участок, участок начального искривления, тангенциальный интервал, участок увеличения зенитного угла, и тангенциальный участок до кровли продуктивного пласта. При применении данного вида профиля зенитный угол ствола в интервале расположения внутрискважинного эксплуатационного оборудования для добычи нефти имеет (в сравнении с другими видами профиля) минимальное значение, что обеспечивает удовлетворительные условия его работы. Кроме того, пятиинтервальный тангенциальный профиль имеет минимальную длину, в сравнении с J-образным типом профиля, при пологом вскрытии продуктивного пласта.

Конструкция вертикальных и наклонно направленных добывающих и нагнетательных скважин должна предусматривать использование следующих обсадных колонн:

- направление диаметром 426 мм спускается на глубину 30-40 м;
- кондуктор диаметром 324 мм спускается на глубину 250-300 м, оборудуется противовыбросовым оборудованием (ПВО);
- промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 1100÷1300 м, оборудуется ПВО;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается в кровлю продуктивного пласта, оборудуется ПВО;
-хвостовик диаметром 114 мм спускается на 50 м ниже подошвы продуктивного пласта, а верхний конец хвостовика крепится в эксплуатационной колонне на расстоянии не менее 70 м от ее башмака с помощью подвески размером 168/114.

Глубина спуска промежуточной колонны уточняется по результатам бурения первой скважины в кусте.



а) б) в)

а) тангенциальный профиль с проектным смещением 570 м; б) S-образный профиль с проектным смещением 570 м; в) тангенциальный профиль с проектным смещением 1050 м

Рисунок 2.1 – Профиля наклонно-направленных скважин Дулисьминского месторождения

Направление, кондуктор, промежуточная и эксплуатационная колонны цементируются до устья, а хвостовик – на всю длину. Эксплуатационная колонна цементируется двухступенчатым способом.

Кроме наклонно-направленных скважин, для освоения запасов месторождения предполагается бурение горизонтальных скважин с проектным смещение ствола свыше 1200 м (см. рисунок 2.2). Данный тип профиля обуславливается необходимостью целью ограничения величины угла наклона ствола в интервале размещения внутрискважинного оборудования для добычи нефти. Сам профиль принимается семиинтервальный и включает следующие участки: вертикальный под кондуктор, участок начального увеличения зенитного угла до 30°, тангенциальный интервал до глубины по вертикали ниже интервала расположения внутрискважинного оборудования для добычи нефти, второй участок увеличения зенитного угла до расчетного значения, тангенциальный интервал, третий участок увеличения зенитного угла до величины, равной углу вскрытия пласта и горизонтальный участок.

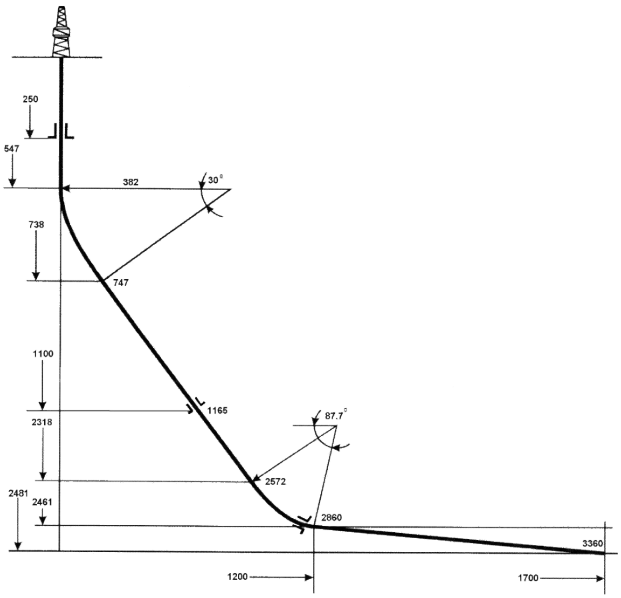


Рисунок 2.2 – Профиль горизонтальных скважин Дулисьминского месторождения

Конструкция горизонтальных скважин включает следующие обсадные колонны:

- направление диаметром 426 мм спускается на глубину 20-30 м;
- кондуктор диаметром 324 мм спускается на глубину 200-250 м (уточняется расчетом), оборудуется ПВО;
- промежуточная колонна диаметром 245 мм спускается на глубину 1100÷1300 м (оборудуется ПВО);
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается в кровлю продуктивного пласта, оборудуется ПВО;
- хвостовик диаметром 114 мм, включающий фильтры беспроволочные ФБ-114, либо фильтры для горизонтальных скважин типа ФГС-114, спускается в горизонтальный участок скважины и крепится в эксплуатационной колонне на расстоянии 70 м от ее башмака с помощью подвески размером 168/114.

Верхняя часть хвостовика цементируется по технологии манжетного цементирования. При этом система манжетного цементирования для нефтяных добывающих скважин устанавливается под ГНК.

Глубина спуска промежуточной колонны уточняется по результатам бурения первой скважины в кусте.

Направление, кондуктор, промежуточная и эксплуатационная колонны цементируются до устья, причем эксплуатационная колонна цементируется двухступенчатым способом.

Применение наклонно-направленных скважин со смещением более 500 м, и горизонтальных скважин, позволит более рационально разместить кустовые площадки что значительно упростит организацию дорожной сети на месторождении. С другой стороны, наличие горизонтальных скважин

обеспечит более полное вовлечение продуктивного интервала в процесс добычи.

2.4 Анализ состояния фонда скважин

Согласно технологической схеме разработки с дополнениями, для выработки запасов углеводородов последним проектным документом предусмотрен проектный фонд из 274 скважин, из которых 203 нефтяных и 71 газовая скважина.

Эксплуатация месторождения началась с разработки нефтяной оторочки. В настоящее время разбурен участок подгазовой зоны. На месторождении пробурено 93 скважины, из них 90 числятся в добывающем фонде и 3 в нагнетательном. Реализация проектного фонда скважин приведена в таблице 2.3.

Проектный фонд нефтяных скважин реализован на 45,8 %. В 2013 году намеченный объем бурения выполнен на 55,2 %, из 29 проектных скважин пробурено 16. Значительно отстает бурение нагнетательных скважин. Из 8 запланированных скважин пробурено 2, обе находятся в освоении. Ввод газовых скважин в эксплуатацию намечен на 2023 год. Характеристика фонда скважин представлена в таблице 2.4.

В добывающем фонде 90 скважин, из них 28 разведочные и 62 эксплуатационные скважины. На сегодняшний день действуют 54 скважины, в том числе 5 из числа разведочных скважин и 49 эксплуатационных. Еще 1 скважина находится в освоении. Кроме них, 10 скважин в бездействии, 1 скважина в консервации и 24 ликвидированы.

Большая часть ликвидированного фонда в основном разведочные скважины, выполнившие свое назначение. Из 24 ликвидированных 20 разведочных, одна параметрическая и три эксплуатационные. Все эксплуатационные скважины ликвидированы по техническим причинам.

Основные причины остановки бездействующей части фонда - это высокий газовый фактор (у четырех скважин), высокая величина обводненности (у трех скважин) и технические причины, связанные с неисправностью глубинно-насосного оборудования и образованием асфальтосмолопарафинистыми отложениями (три скважины).

Коэффициент эксплуатации добывающего фонда составляет 0,952, коэффициент использования скважин – 0,868.

Из 54 скважин, которые согласно существующей отчетности числятся в действующем фонде, добычу нефти осуществляют 52 скважины, две скважины, в связи с резким снижением продуктивности по нефти из-за высокого газового фактора осуществляют добычу только газа и конденсата. Учитывая данное обстоятельство распределение по величинам дебитов нефти, жидкости и обводненности выполнено по 52 действующим скважинам. Распределение скважин по дебитам нефти, жидкости и обводненности приведено в таблице 2.5 и 2.6.

Таблица 2.3 – Реализация проектного фонда

Категории и типы фонда скважин	Количество скважин
Утвержденный проектный фонд, всего: В т.ч нефтяные, из них -добывающие -нагнетательные В т.ч газовые, из них -добывающие -нагнетательные	274 203 139 64 71 62 9
Утвержденный проектный фонд для бурения, всего: В т.ч нефтяные, из них -добывающие -нагнетательные В т.ч газовые, из них -добывающие -нагнетательные	196 125 73 52 71 62 9
Реализованный проектный фонд скважин на 01.01.2014, всего В т.ч нефтяные, из них -добывающие -нагнетательные В т.ч газовые, из них -добывающие -нагнетательные	95 95 90 5 - - -
Реализованный проектный для бурения фонд скважин на 01.01.2014, всего В т.ч нефтяные, из них -добывающие -нагнетательные В т.ч газовые, из них -добывающие -нагнетательные	19 19 14 5 - - -

С обводненностью менее 5 % эксплуатируется более 94 % (49 единиц) всех действующих скважин. Преобладают среди них две группы скважин. Первая, самая большая, (на ее долю приходится 42,9 % мало обводненных скважин) эксплуатируется с дебитами по нефти и жидкости, величина которых лежат в интервале 20-50 т/сут.

Вторая, меньшая по объему (на ее долю приходится 30,6 % низко обводненных скважин), работает с дебитами, величина которых изменяется в интервале 50-100 т/сут.

Таблица 2.4 – Фонд скважин Дулисьминского месторождения

Категория скважин	Состояние фонда скважин	Значение
Добывающие	Действующие	54
	в том числе остановленные	3
	В освоении после бурения	1
	Бездействующие	10
	В консервации	1
	Пьезометрические	-
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	24
	Всего	90
Нагнетательные	Под закачкой	1
	В освоении	2
	В отработке на нефть	-
	Бездействующие	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	-
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	-
	Всего	3
Контрольные	Наблюдательные	-
	Пьезометрические	-
Водозаборные	Действующие	-
	В освоении после бурения	-
	Остановленные	-
	Бездействующие	-
	В консервации	-
	Пьезометрические	-
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	-
	Всего	-
Общий фонд	Действующие	55
	В освоении после бурения	3
	Остановленные	3
	Бездействующие	10
	В консервации	1
	Пьезометрические	-
	Наблюдательные	-
	Ликвидированные и в ожидании ликвидации	24
	Водозаборные	-
	Всего	93

Таблица 2.5. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности

Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %				Итого, шт.
	0 - 5	5 - 20	20 -60	60 - 100	
0 - 10	4				4
10 - 20	6				6
20 - 50	21	1		1	23
50 - 100	15	1			16
100 - 120	2				2
120 - 140	1				1
всего	49	2	0	1	52

Таблица 2.6. Распределение действующих добывающих скважин по дебитам жидкости и обводненности

Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %				Итого, шт.
	0 - 5	5 - 20	20 -60	60 - 100	
0 - 10	4				4
10 - 20	6				6
20 - 50	21	1			22
50 - 100	15	1		1	17
100 – 120	2				2
120 – 140	1				1
Всего	49	2	0	1	52

Далее, по убывающей, идет группа низко обводненных скважин (их доля 20,4 %) с дебитами менее 20 т/сут. И самая малочисленная среди скважин с невысокой обводненностью это группа высокопродуктивных скважин (их доля составляет 6,1 %), они эксплуатируется с дебитами по нефти и жидкости более 100 т/сут.

Распределение эксплуатационного добывающего фонда по способам эксплуатации таблице 2.7.

Таблица 2.7 - Состояние эксплуатационного фонда Дулисьминского месторождения

Эксплуатацион-ный фонд, шт.	Действующий фонд, шт.			Бездействующий фонд, шт.	В освоении, шт.
	всего	фонтан	ЭЦН		
65	54	21	33	10	1

Скважин, обводненность продукции которых превышает 5 %, всего три, их доля в общем объеме около 6 %. Из них две скважины, имеют

обводненность 15 % и 8,3 %, а их дебиты составляют, соответственно, по жидкости - 29,6 т/сут и 92,7 т/сут, по нефти – от 25,2 до 85,1 т/сут. Третья скважина (скв.205) высокообводненная, обводненность продукции составляет 65,6 % и при дебите жидкости 58,1 т/сут дебит нефти 20 т/сут.

Нагнетательный фонд состоит из одной действующей скважины. Скважина 7 переведена под нагнетание в сентябре 2012 года. В 2013 году средняя величина приемистости составила 168,8 $м^3$/сут, годовой объем закачки 60,8 тыс. $м^3$, накопленный – 85,6 тыс. $м^3$.

Всего за период эксплуатации основной залежи пласта I добычу нефти осуществляли 66 скважин. Накопленная добыча жидкости и нефти, приходящаяся на одну скважину составила, соответственно, 30,5 тыс. т и 29,8 тыс. т.

Нагнетательный фонд состоит из одной действующей скважины. Скважина 7 переведена под нагнетание в сентябре 2012 года. В 2013 году средняя величина приемистости составила 168,8 $м^3$/сут, годовой объем закачки 60,8 тыс. $м^3$, накопленный – 85,6 тыс. $м^3$.

2.5 Состояние выработки запасов

На сегодняшний день на месторождении одновременно с добычей нефти и попутного газа осуществляется отбор газа из газовой шапки и конденсата. Динамика основных показателей добычи нефти приведена в таблице 2.9, добычи газа газовой шапки и конденсата в таблице 2.8.

Подробная отчетность по основным показателям разработки на месторождении осуществляется с января 2006 года, до этой даты учитывалась только добыча нефти.

До 2011 года эксплуатация месторождения осуществлялась низкими темпами (темпы отбора не превышали 0,4%). С 2011 года в связи с резким увеличением объемов эксплуатационного бурения резко выросла добыча нефти, в 2013 году темп отбора достиг 4 %.

Рост добычи нефти способствовал снижению пластового давления в зоне отбора. В результате началось расширение газовой шапки и как следствие увеличение объемов прорывного газа. Из-за отсутствия системы поддержания пластового давления (ППД) рост объемов прорывного газа из газовой шапки продолжается.

Продолжается и рост текущего газового фактора, его величина за последние три года выросла с 618 $м^3$/т (2011 год) до 994 $м^3$/т (2013 год).

На сегодняшний день динамика добычи нефти и жидкости растущая. Согласно утвержденному варианту разработки добыча нефти и жидкости будет расти, поскольку более 70% площади основной залежи остается пока не разбуренной и в ближайшие годы ее планируется разбурить. Будут увеличиваться и объемы закачки, так как формирование системы ППД на данном этапе является первостепенной задачей.

Таблица 2.8 – Динамика основных показателей добычи нефти

Год	Добыча нефти, тыс.т.	Темп отбора от НИЗ, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т.	Отбор от начальных извлекаемых запасов, %	Коэффициент нефтеизвлечения, д.ед.	Добыча жидкости, тыс.т.	
		начальных	текущих				годовая	накопл.
2006	6,2	0,0	0,0	107,7	0,6	0,001	6,2	107,7
2007	2,9	0,0	0,0	110,7	0,6	0,001	2,9	110,7
2008	49,8	0,3	0,3	160,4	0,9	0,002	49,8	160,4
2009	66,3	0,4	0,4	226,8	1,3	0,003	66,3	226,8
2010	52,5	0,3	0,3	279,3	1,6	0,003	52,5	279,3
2011	316,8	1,8	1,8	596,1	3,4	0,007	317,6	596,9
2012	663,4	3,8	3,9	1259,5	7,1	0,015	684,3	1281,1
2013	710,4	4,0	4,3	1969,9	11,2	0,023	734,9	2016,0

Таблица 2.9 –Динамика основных показателей добычи конденсата и газа из газовой шапки

Год	Добыча газа, млн. $м^3$	Накопл., млн. $м^3$	Темп отбора от НБЗ газа ГШ, %	Отбор от НБЗ газа ГШ, %	Добыча конденс., тыс. т	Накопл. конденс., тыс. т	Темп отбора от НИЗ конденс., %	Отбор от НИЗ конденс., %	Текущий КИК, доли ед.
2006	13,0	13,0	0,02	0,02	0	2,6	0,000	0,03	0,0002
2007	1,0	14,0	0,00	0,02	0,2	2,8	0,002	0,03	0,0002
2008	29,6	43,6	0,04	0,1	5,9	8,7	0,1	0,1	0,001
2009	90,2	133,8	0,1	0,2	18,0	26,8	0,2	0,3	0,002
2010	97,3	231,1	0,1	0,3	19,5	46,2	0,2	0,6	0,003
2011	148,2	379,3	0,2	0,5	30,0	76,2	0,4	0,9	0,005
2012	454,7	834,0	0,6	1,1	92,6	168,8	1,2	2,1	0,01
2013	599,1	1433,2	0,8	2,0	122,0	290,8	1,5	3,6	0,02

2.6 Характеристика технических проблем разработки

Во многом технические проблемы разработки Дулисьминского месторождения залежи пласта I обусловлены сложной и длительной выработкой проектных решений и образовавшегося отрыва между проектными и фактическими показателями, прежде всего по бурению.

На сегодняшний день разбурено только 27 % площади нефтеносности, отнесенной к категории C_1. Проектный фонд нефтяных скважин реализован на 45,8 %.

Из 90 добывающих скважин 54 действующих, 1 скважина находится в освоении, 10 скважин в бездействии, еще 1 скважина в консервации и 24 ликвидированы.

Основные причины остановки бездействующей части фонда - это высокий газовый фактор, высокая величина обводненности и технические причины, связанные с неисправностью глубинно-насосного оборудования и образованием асфальтосмолопарафинистых отложений.

Начальное пластовое давление по основной залежи принято на уровне 23,1 МПа, давление насыщения нефти газом – 21,5 МПа. Современное средневзвешенное значение пластового давления в нефтяной зоне составляет 22,2 МПа. В целом снижение величины пластового давления небольшое, а вот в зоне отбора его величина ниже и первоначального и давления насыщения.

Существующих объемов закачки пока недостаточно, чтобы поддерживать пластовое давление в зоне отбора хотя бы на уровне давления насыщения. Необходимо усиление системы поддержания пластового давления. Однако нагнетательный фонд состоит из одной действующей скважины, которая переведена под нагнетание в сентябре 2012 года, и наблюдаются значительные темпы отставания ввода нагнетательных скважин.

Исследования в скважинах показывают, что в разработку вовлечено около 36 % эффективной перфорированной толщины пласта.

Таким образом, сложившаяся ситуации показывает, что система разработки недостаточно эффективна. Отсутствие системы ППД приводит к снижению давления и увеличению текущего газового фактора, что ухудшает условия разработки. Естественно, что в таких условиях утвержденная величина КИН, которая равна 0,210, достигнута не будет.

Для исправления сложившейся ситуации необходимо:

- Начать массовое разбуривание проектного фонда;
- Организовать систему ППД;
- Выполнять мероприятия по повышению дебитов;
- Начать осуществлять методы интенсификации добычи.

3. Технологическая часть

3.1 Анализ эффективности реализуемых проектов для повышения нефтеотдачи скважин на Дулисьминского месторождения

С 2011 по 2013 годы разработки месторождения различным видам воздействия с целью интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи, подверглись 27 добывающих (29 скв./операций) скважин. Такие как:

- перевод на механизированную добычу (ПМД);
- обработки призабойной зоны (ОПЗ);
- оптимизация работы насосного оборудования.

Полученные данные систематизированы, рассмотрена успешность, удельный технологический эффект на одну проведенную скважино-операцию (таблица 3.1).

Из 29 проведенных мероприятий успешными оказались 23 геолого-технических мероприятий (ГТМ). На рисунке 3.1 показано распределение годовой добычи нефти по месторождению и дополнительная добыча от ГТМ по годам.

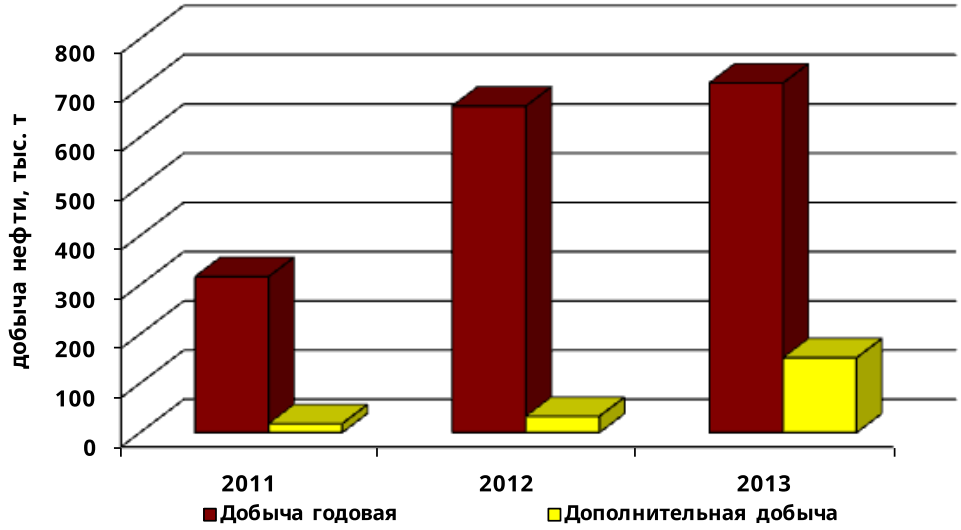


Рисунок 3.1 - Распределение добычи нефти по годам Дулисьминского месторождения.

Дополнительная добыча нефти составила 202,7 тыс. т, продолжительность эффекта в среднем больше трех месяцев. Средний удельный технологический эффект на уровне 7 тыс. т нефти на одну проведенную скважино-операцию. Результаты проведения мероприятий поскважинно приведены в таблице 3.2.

Годовые приросты добычи нефти за счет проведения ГТМ в скважинах не оценивались суммированием поскважинных эффектов. Эффективность проведения мероприятий по каждой скважине оценивалась сопоставлением

базовых уровней добычи скважин с фактическими, начиная с момента проведения мероприятия и до конца года.

Таблица 3.1 - Структура дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ

Год	Мероприятие	Кол-во скв-опер.	Кол-во успешных	% успешных	Доп. добыча, тыс. т	Удельный технологический эффект дополнительной. добычи, т на 1 скв.	Продолжительность эффекта, сут
2013	Перевод на мех. добычу	11	10	91	129	11,7	1617
	Оптимизация режима работы	1	1	100	23	22,8	234
	Итого:	12	11	92	152	12,6	1851
2012	Перевод на мех. добычу	10	7	70	33	3,3	885
	ОПЗ	1	0	0	0	0,0	0
	Итого:	11	7	64	33	3,0	885
2011	Перевод на мех. добычу	5	4	80	18	3,5	275
	ОПЗ	1	1	100	0,4	0,4	60
	Итого:	6	5	83	18	3,0	335
	Перевод на мех. добычу	26	21	81	180	6,9	2777
	Оптимизация режима работы	1	1	100	23	22,8	234
	ОПЗ	2	1	50	0	0,2	60
	ВСЕГО:	29	23	79	202,7	7,0	3071

Таблица 3.2 - Результаты проведения ГТМ поскважинно.

№№ скв.	Вид ГТМ	Дебит нефти, конденсата (т/сут), природного газа, (тыс. м^3/сут)						Продолж. эффекта по нефти, мес	Доп. добыча нефти, тыс. т	Доп. добыча конденсата, тыс. т	Доп. добыча прир-го газа, тыс. м^3
		До проведения			После проведения						
		нефть	конденсат	газ	нефть	конденсат	газ				
103	ПМД	50,7	7,1	34,8	40,3	7,1	35,1	-	-	-	-
302	ПМД	46,8	3,5	17,4	54	4,1	20,2	9	12,7	7,1	0,5
303	ПМД	42,7	0,2	0,9	68,8	0,4	1,8	6	9,9	-	317,4
401	ПМД	75,1	5,7	28,2	94,6	7,4	36,6	9	23,0	1,4	7055
404	ПМД	49,7	0,1	0,7	68,8	0,3	1,6	3	4,9	0,1	2178
406	ПМД	20,2	0,5	2,4	59,3	1,5	7,3	6	8,5	-	1750
407	ПМД	124,6	5,9	28,8	149,4	9	44,2	7	28,6	1,7	7717
408	ПМД	84,5	3,1	15	91,3	3,2	15,6	2	5,5	0,3	1369
409	Оптимизация	45,3	3,3	16,2	61,6	2,9	14,3	11	22,8	-	-
705	ПМД	91,5	1,7	8,6	147,5	2,9	14,4	6	23,1	0,5	2611
706	ПМД	72,5	-	-	91,3	-	-	3	8,8	-	-
801	ПМД	59,5	2,5	12,4	64	2,8	13,8	2	3,7	0,9	3727
								ИТОГО за 2013 г.	151,5	12,0	26 724,9
10	ПМД	38,3	1,3	6,2	32	0,7	3,7	-	-	-	-
101	ПМД	57	0,6	3,3	62,3	0,3	1,4	3	5,9	-	946
107	ПМД	11,3	0	0	27,8	0,4	2	12	10,5	-	167
204	ОПЗ	18,2	3,9	19,2	8,8	2	9,8	-	-	-	-
204	ПМД	17,9	4	19,8	9,3	2,3	11	-	-	-	-
301	ПМД	63,9	0,4	1,7	81,9	1	4,9		6,6	-	264,7
307	ПМД	-	-	-	11,4	1,4	6,8	2	0,2	-	380,7
403	ПМД	36,1	0,4	2,1	55,3	0,2	1,2	6	8,6	-	57,3
409	ПМД	45,9	5,5	27	45,3	3,3	16,2	-	-	-	-
412	ПМД	-	-	-	20,8	0,3	1,2	3	0,9	-	457
1811	ПМД	-	-	-	16,1	0,2	1	3	0,4	-	28
								ИТОГО за 2012 г.	33,1	0,0	2 300,7
6	ПМД	-	-	-	23,2	0,4	2	2	0,8	-	62,6
102	ПМД	35,5	0,5	2,3	79,8	-	-	3	6,0	-	-
205	ПМД	160,6	-	-	170,2	-	-	2	8,2	-	-
402	ОПЗ	-	-	-	22,9	-	-	2	0,4	-	-
402	ПМД	19,4	-	-	11,4	0,2	0,9	-	-	-	28,5
901	ПМД	-	-	-	51,3	-	-	2	2,7	-	-

ИТОГО за 2011 г.	18,1	0,0	91,1

Распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям представлено на рисунке 3.2.

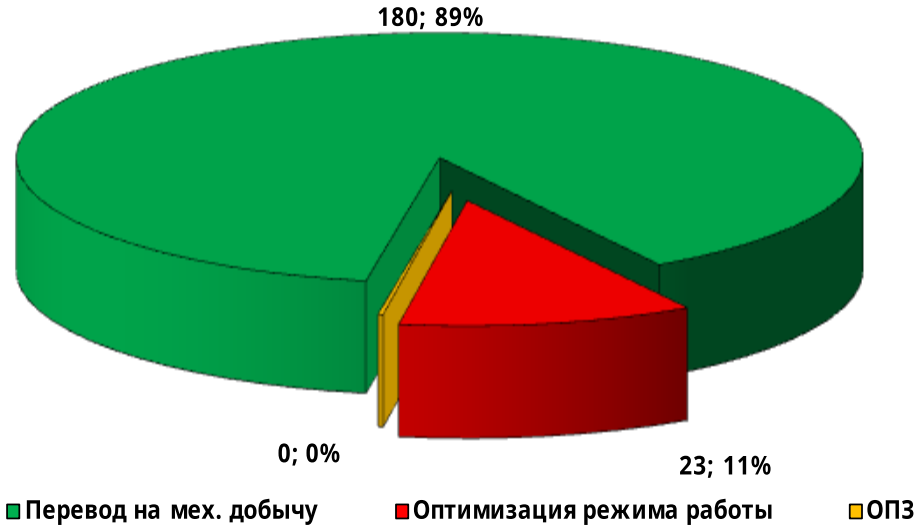


Рисунок 3.2 - Распределение дополнительной добычи нефти от проведенных геолого-технических мероприятий

Как видно из распределения дополнительной добычи, наиболее эффективным геолого-технологическим мероприятием на Дулисьминском месторождении, является перевод с фонтанной добычи на механизированную, всего проведено 26 скв./операций и дополнительная добыча нефти составила 180 тыс. т (89 % от общей дополнительной добычи нефти), дополнительная добыча конденсата составила 12 тыс. т и прирост в доп. добыче природного газа составил 29117 тыс. м^3.

Следующим по приросту доп. добычи от ГТМ мероприятием идет оптимизация режимов работы скважин, в результате, которого получено 23 тыс.т нефти (11 % от общей дополнительной добычи нефти).

В результате обработок призабойной зоны дополнительно получено 0,4 тыс. т нефти (0,2 % от общей доп. добычи).

3.1.1 Перевод скважин на механизированную добычу

На сегодняшний день единственным методом поддержания добычи на месторождении при прекращении естественного фонтанирования, является перевод скважин на механизированную добычу. Работы по осуществлению ПМД в скважинах Дулисьминского месторождения за период 2011-2013 годы, выполены в 26 добывающих скважинах.

Анализ проведенных мероприятий по пласту I показал, что наибольший прирост дебита нефти (больше 20 т/сут) получен в скважинах 705, 102, 406, 303 и 407. Прирост дебита нефти по этим скважинам составил от 25 до 56 т/сут.

Так после перевода скважин на механизированную добычу в скважине 705 получен максимальный прирост дебита нефти равный 56 т/сут (см. рисунок 3.3), период стабильных отборов составляет полгода, доп. добыча

нефти и конденсата оценивается в 23 и 0,5 тыс. т соответственно, доп. добыча природного газа составила 2611 тыс. м^3.

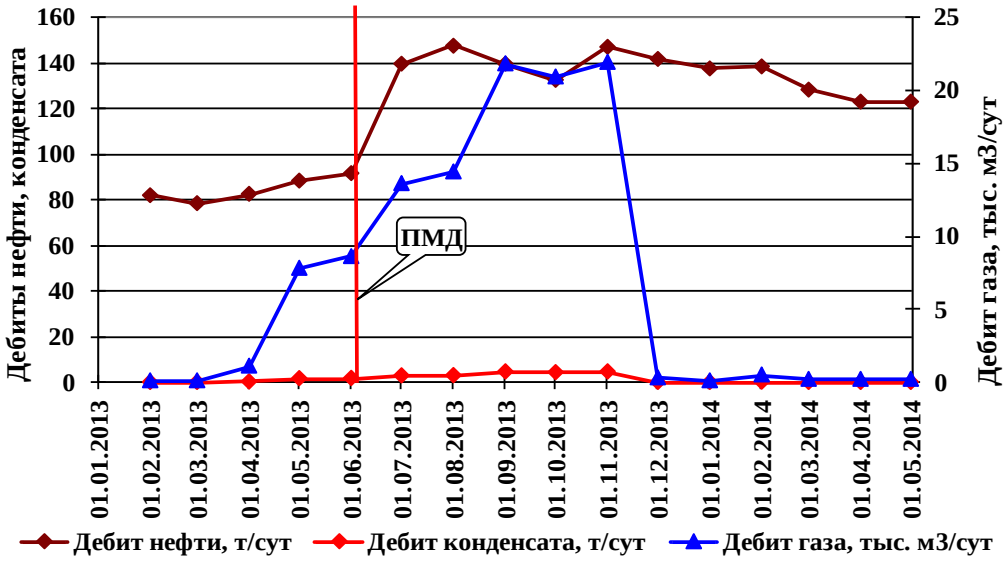


Рисунок 3.3 - Динамика основных показателей до и после ПМД скважины № 705

В скважине 407 получен максимальный прирост доп. добычи нефти равный 28,6 тыс.т, эффективность мероприятия составила более полугода. В скважине дебит нефти после ПМД увеличился с 124,6 до 149,4 т/сут, дебит конденсата увеличился с 5,9 до 9 т/сут, дебит природного газа возрос с 28,8 до 44,2 тыс. м^3/сут (см. рисунок 3.4). Доп. добыча конденсата оценивается в 1,7 тыс. т, доп. добыча природного газа составила 7717 тыс. м^3 .

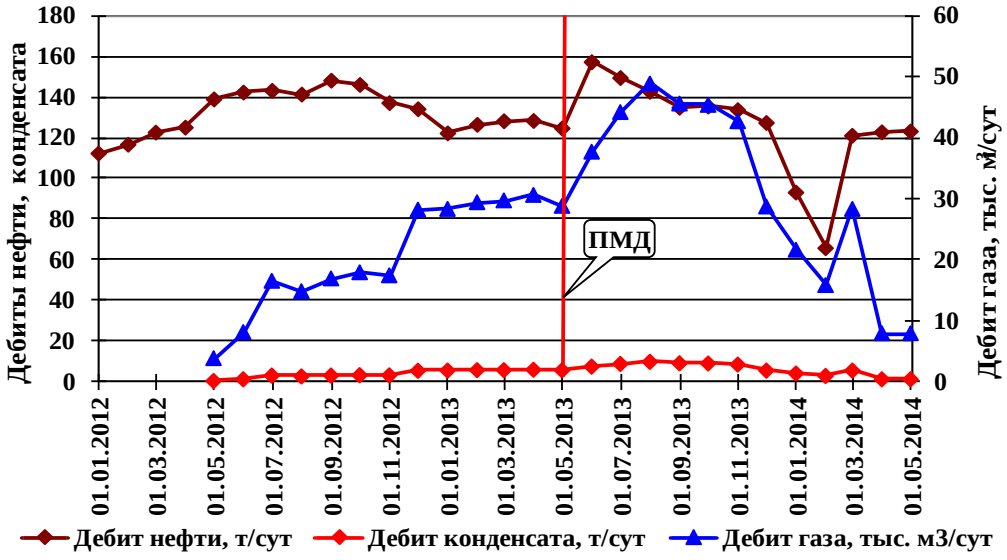


Рисунок 3.4 - Динамика основных показателей до и после ПМД скважины № 407

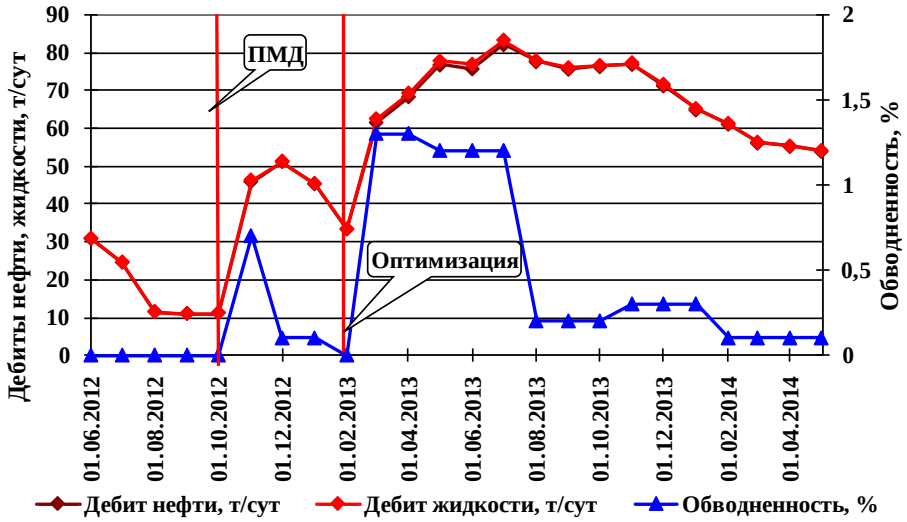


Рисунок 3.5 - Динамика основных показателей до и после ПМД скважины № 409.

Всего за анализируемый период проведено 26 скважино-операций по переводу на механизированную добычу, успешность мероприятий составила 81 %. Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ПМД, составила 180 тыс. т (88,6 % от общей дополнительной добычи нефти). Удельный технологический эффект, в среднем на одну скважину на уровне 7 тыс. т, средняя продолжительность эффекта более четырех месяцев. Таким образом, отмечается довольно низкая эффективность мероприятий по обработке призабойных зон добывающих скважин.

Перевод фонтанного способа добычи осуществляется на электроцентробежные насосы (ЭЦН) производительностью 25-200 м^3/сут и напором от 2100 до 2600 м., отечественного производства. Распределение ЭЦН по типоразмерам приведено в таблице 3.3.

Таблица 3.3 - Распределение действующего фонда скважин, оборудованных ЭЦН, по производительности насосов

Типоразмер ЭЦН по производительности, м^3/сут	Ед. изм.	25-30	45	60	80	125	200	Всего
Всего	шт.	9	5	3	7	6	3	33
	%	27	15	9	21	18	9	100

На месторождении электроцентробежными насосами низкой производительности (25-30 м^3/сут) оборудовано девять скважин, что составляет 27 % действующего фонда. Насосами средней производительности – от 45 м^3/сут до 80 м^3/сут оборудовано 15 скважин (45 %). Насосами высокой производительности (свыше 125 м^3/сут) на месторождении оборудовано девять скважин (27 %).

Из 33 скважин действующего фонда ЭЦН на постоянном режиме

работает 31 скважина, две скважины (№ 106, 1809) работают в режиме накопления.

Средние забойные и пластовые давления в зонах работы скважин находятся в пределах: - забойное давление равно 10,2 МПа, пластовое давление – 17,8 МПа.

В таблице 3.4 представлены технологические показатели работы скважин фонда ЭЦН.

Таблица 3.4 - Технологические показатели работы скважины фонда ЭЦН

Показатели	Объект		
	min	max	среднее
Глубина спуска НКТ, м	2310	2732	2506
Дебит нефти + конденсат, т/сут	6	152	44
Дебит жидкости, $м^3$/сут	7	194	55
Обводненность, %	0	56	4
Газовый фактор, $м^3/м^3$	151	670	292
Динамический уровень, м	153	2530	1782
Забойное давление, МПа	5.5	17.1	10.2
Пластовое давление в зоне отбора, МПа	14.6	21.5	17.8
Коэф. подачи, д.ед.	0.4	1.2	0.7
Погружение под дин. уровень, м	121	2397	745
Депрессия на пласт, МПа	3.4	18.7	7.6
Коэффициент продуктивности, $м^3$/сут*атм	0.061	1.182	0.461

В целом на месторождении электроцентробежные насосные установки спускаются на глубину от 2310 до 2732 м. Дебит по жидкости изменяется от 7 $м^3$/сут до 194 $м^3$/сут, по нефти и конденсату от 6 т/сут до 152 $т^3$/сут. Средняя обводненность продукции находится в пределах 4%.

Из 29 скважин переведенных в рамках ПМД, только десять работают с коэффициентом подачи менее 0,5 ед. и требуют работ по оптимизации.

Процедура ПМД осуществляется строго в соответствии с “Планом работ” выданным цехом добычи с учетом следующих требований:

- Глушение скважины производить необходимым количеством циклов, не допуская глушения на пласт (в лоб).
- Жидкость глушения на растворном узле должна проверяться на содержание количества взвешенных частиц (КВЧ) с отметкой в журнале.

Скважины, в которые впервые спускают УЭЦН, должны быть:

- тщательно промыты с допуском НКТ до глубины ниже нижних отверстий перфорации на 2 метра (объем промывочной жидкости не менее 2 объемов скважины, темп прокачки не менее 13 л/сек, окончание промывки после прекращения выпадения осадков). Промываются также скважины перед каждым спуском УЭЦН, у

которых содержание мехпримесей в жидкости больше допустимой нормы (0,1 г/л).

- прошаблонированы до глубины на 100 м больше глубины спуска УЭЦН. Длина шаблона соответствует длине УЭЦН, но не менее 18 м; шаблон сплошной, жесткой конструкции;
- Длина от фланца до фланца: о модуль насоса 3 — 3365 мм; о модуль насоса 4 — 4365 мм; о модуль насоса 5 — 5365 мм.

В процессе каждой операции по спуску УЭЦН к акту на выполненные работы должна быть приложена мера НКТ. Эксплуатирующиеся УЭЦН скважины должны иметь зумпф не менее 2 метров, в случае его отсутствия необходимо произвести промывку забоя. Перед первым спуском в скважину УЭЦН, а также по рекомендации технолога НГДУ производится проработка скрепером эксплуатационной колонны до расчетной глубины.

Перевод фонтанных скважин на ЭЦН является неизбежной мерой при падении пластового давления, которая позволяет наростить темпы добычи. Естественно, сразу после фонтанирования скважины переводят на ЭЦН, которые позволяют получать более высокие дебиты. Однако при дальнейшем падении пластового давления, свкажины будут переведены на ЭЦН с более низким дебитом.

3.1.2 Оптимизация работы глубинно-насосного оборудования

Как было указано выше, в случаи, если в работе скважины УЭЦН возникают проблемы (малый дебит, низкий коэффициент подачи, срыв подачи и т.д.), требуется выполнение оптимизации режимов эксплуатации скважин.

Оптимизация работы глубинно-насосного оборудования является наиболее простым и эффективным средством увеличения и поддержания уровня добычи на месторождении.

На Дулисьминском месторождении за 2011-2013 годы работы по оптимизации были выполнены один раз – в 2013 году была выполнена замена насоса на более производительный.

Работа по оптимизации скважинного оборудования включала в себя смену УЭЦН ВНН5-44-2350 на глубине 2732 м на насос большей производительности УЭЦН ВНН5-79 на глубине 2732 м. Средний прирост по жидкости составил – 17 т/сут, по нефти – 16 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 22,8 тыс. т нефти (11 % от общей дополнительной добычи нефти). Удельный технологический эффект, в среднем на одну скважину на уровне 23 тыс. т, средняя продолжительность эффекта на скважину, составила около восьми месяцев. можно см. рисунок 3.5

Увеличение дебита нефти при оптимизации ГНО связано с увеличением откачки жидкости из скважины. Таким образом, наиболее эффективным является внедрение высокодебитных насосов (ЭЦН), что подтверждается данными статистической обработки. В некоторых случаях наблюдается снижение обводнённости, что объясняется доосвоением ранее не дренируемых пропластков эксплуатационных объектов.

3.1.3 Обработка призабойной зоны добывающих скважин

К числу мероприятий по интенсификации притока жидкости и вывода скважин из бездействия относится проведение работ по воздействию на призабойную зону пласта: соляно-кислотная обработка, глино-кислотная обработка и большеобъемные обработки.

Основной задачей кислотных обработок является восстановление коллекторских свойств пласта в призабойной зоне за счет растворения, диспергации и выноса в ствол скважины кольматирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения.

Призабойная зона добывающих скважин, в отличие от нагнетательных, загрязнена не только глиной, кальцитами, окисью железа и остатками цементного камня, но и высокомолекулярными компонентами нефти (асфальтены, смолы, парафины), которые могут быть растворены только органическим растворителем.

За анализируемый период проведено два мероприятия ОПЗ в добывающих скважинах. Успешность данного мероприятия за анализируемый период составила 50 %.

В скважине 204 мероприятие по ОПЗ не привело к положительному результату, дебит нефти после ГТМ снизился с 18,2 до 8,8 т/сут. На следующий месяц после ОПЗ скважину перевели на мех. добычу, но и это мероприятие не привело к увеличению добычи углеводородного сырья.

Скважина 402 до ОПЗ не эксплуатировалась, после обработки призабойной зоны пласта дебит нефти составил 22,9 т/сут.

Дополнительная добыча нефти, полученная за счет ОПЗ пласта, составила 0,4 тыс. т (0,2 % от общей дополнительной добычи нефти). Удельный технологический эффект, в среднем на одну скважину на уровне 0,2 тыс. т, средняя продолжительность эффекта более месяца. Таким образом, отмечается довольно низкая эффективность мероприятий по обработке призабойных зон добывающих скважин.

Таким образом, на Дулисьминском месторождении за период с 2011 по 2013 годы проведено 29 различных скважино-операций ГТМ на добывающем фонде (перевод скважин на механизированную добычу, оптимизация режима работы, обработки призабойной зоны скважин), процент успешности проведенных ГТМ составил – 79 %. Удельный технологический эффект составил 7 тыс. т нефти на одну проведенную скважино-операцию. Дополнительная добыча нефти и конденсата оценивается в 203 и 12 тыс. т соответственно, доп. добыча природного газа составила 29117 тыс. $м^3$.

3.1.4 Анализ работы фонда скважин с горизонтальных скважин

Благоприятными факторами для применения систем разработки с горизонтальными скважинами, имеющимися на проектируемом объекте, являются:

- продуктивные пласты малой толщины (до 10 м);

- низкая степень расчленённости (менее 3-6);
- низкий коэффициент послойной анизотропии (менее 5-10);
- высокая степень коэффициента песчанистости (менее 0,5);
- низкопроницаемые коллекторы (до 3,3 мкм^{2}10^{-3});

Объектами предпочтительного использования ГС являются:

- газонефтяные зоны (ГНЗ);
- водонефтяные зоны (ВНЗ);
- водоохранные зоны.

Предполагается, что наибольший технологический и экономический эффект может быть достигнут при линейном расположении чередующихся рядов добывающих и нагнетательных ГС (однорядные системы заводнения). Поскольку анизотропия пласта по площади не изучена (если таковая имеется), возможно расположение горизонтальных участков ствола в трех направлениях, отличающихся на 60˚-120˚.

Положение горизонтального участка относительно кровли-подошвы объекта разработки в изотропном пласте мало влияет на показатели разработки. При значительной анизотропии пласта наилучшим является положение ствола ГС посередине между кровлей и подошвой продуктивного пласта.

В зонах ГНЗ наилучшим является положение ближе к подошве при отсутствии водонефтяной зоны.

В пластах с относительно невысокой степенью расчленённости (1,5-3) профиль ствола ГС в пределах продуктивного пласта должен обеспечивать дренирование запасов нефти всех прослоев, содержащих промышленные запасы нефти. Поэтому в пластах такого типа и при высоких значениях коэффициента песчанистости (0,7 и выше) предпочтительнее выглядит «нисходящий» профиль горизонтального участка ГС. Этот профиль может иметь форму непрерывно углубляющегося ствола, поочерёдно пересекающего все пропластки от кровли до подошвы, либо иметь форму синусоидаволнистую форму, причём, горизонтальный участок тоже должен вскрывать все прослои на каждой «волне» ствола ГС.

В среднем дебиты горизонтальных скважин превышают дебиты окружающих добывающих скважин в 2-3 раза. Однако стоимость горизонтальных скважин в 1,8-2,0 раза превышает стоимость вертикальных скважин.

С целью обоснования возможности применения горизонтальных скважин, выполним расчет оптимальной длины горизонтального ствола в условиях Дулисьминского месторождения.

Для определения притока к горизонтальному стволу скважины, в зависимости от его длины, была выбрана формула S. Joshi [16]:

$$q_н = 86,4 \cdot 2\pi \cdot K \cdot h \cdot \rho_н \cdot \frac{\Delta P}{\mu_н \cdot \Omega}, \qquad (3.1)$$

$$\Omega = \ln\left(\frac{a+\sqrt{a^2-\left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}}\right)+\frac{h}{L}\cdot\ln\left(\frac{h}{2\pi\cdot r_c}\right), \quad (3.2)$$

$$a=\frac{L}{2}\cdot\sqrt{0.5+\sqrt{0.25+\left(\frac{2R_к}{L}\right)^4}}, \quad (3.3)$$

где $q_н$ – дебит нефти горизонтальных скважин, (т/сут);
h – нефтенасыщенная толщина, (м);
μ – вязкость нефти в пластовых условиях, (мПа*с);
K – проницаемость, (мкм^2);
ΔP – депрессия на пласт, (МПа);
$R_к$ – радиус контура питания, (м);
$r_с$ – радиус скважины, (м);
$\rho_н$ – плотность нефти, (т/м^3);
Ω – фильтрационное сопротивление;
L – длина горизонтального ствола, (м);

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 - Исходные данные для расчетов

Нефтенасыщен-ная толщина, м	Проницае-мость, мкм^2	Депрессия на пласт, МПа	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	Радиус скважины, м	Радиус контура питания, м	Плотность нефти, т/м^3
5,8	0,166	1,7	2,3	0,1	600	0,73

Средний дебит для объекта был рассчитан как среднее значение. Расчеты проведены для различных значений длины ствола горизонтальной скважины и представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 - Результаты расчета дебита горизонтального участка скважины

Длина горизонтального ствола L, м		
200	400	600
Дебиты, т/сут.		
111,8	156,3	202,2

Результаты расчетов зависимость дебита нефти от длины горизонтального ствола скважины показаны на рисунке 3.6.

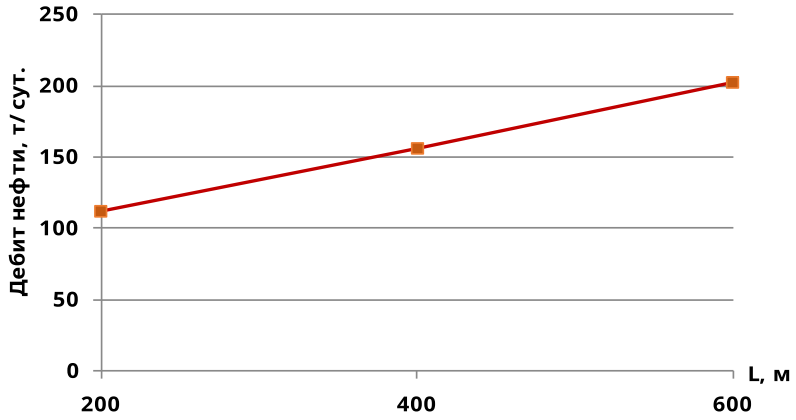


Рисунок 3.6 - Зависимость дебита от длины горизонтального ствола

Первая горизонтальная скважина № 105 на месторождении была пробурена в 2008 году и в середине этого же года введена в эксплуатацию. В начальный период ее эксплуатации были получены дебиты более 100 т/сут. В 2009 и 2010 году были пробурены еще 2 горизонтальные добывающие скважины - 102 и 201, продуктивность которых оказалась также достаточно высокой [12].

С 2011 началось активное разбуривание основной залежи. За период с 2011 по 2013 годы пробурены 42 скважины с горизонтальным окончанием. Кроме них, за последние два года (2012-2013 годы) пробурено 16 стандартных наклонно-направленных скважин. Сравнение параметров работы обозначеных различных типов скважин приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Сопоставление основных показателей разработки по состоянию по разным типам эксплуатационных скважин Дулисьминского месторождения

Показатели разработки	Тип скважин	
	Наклонно-направленные с горизонтальным окончанием	Наклонно-направленные
Добыча нефти за год/тыс.т	611	81,6
Добыча жидкости год/тыс.т	633,6	83,2
Средний дебит нефти, т/сут	50,9	23,6
Средний дебит жидкости, т/сут	52,8	24,1
Средняя обводненность продукции, %	3,6	2,0
Количество скважин	42	16
Накопленная добыча нефти, тыс.т	1602,6	107,7
в т.ч. приходящаяся на 1 скважину	38,2	6,7
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	1642,8	113,3
в т.ч., приходящаяся на 1 скважину	39,1	7,1

Приведенные в таблице 3.7 показатели разработки наглядно демонстрируют, что их величина значительно выше у наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием, чем у обычных наклонно-направленных скважин. Накопленная добыча нефти, приходящаяся на 1 скважину с горизонтальным окончанием в 5,7 раза больше аналогичного параметра по простой наклонно-направленной скважине. Горизонтальные скважины имеют более высокий входной и текущий дебит. Причем эксплуатация обоих типов скважин осуществляется практически при близкой обводненности.

В целом анализ проведенных геолого-технических мероприятий по объектам разработки Дулисьминского месторождения показал:

- с начала промышленной эксплуатации на половине фонда добывающих скважин было выполнено ГТМ;
- наибольший вклад в общий объем добычи был получен за счет ПМД;
- значительный вклад в общий объем добычи достигается эксплуатацией горизонтальных скважин;
- в настоящее время, выполняемые операции позволяют обеспечивать проектные уровни добычи.

Между тем следует отметить, что эффект от ПМД является конечным, и рано или поздно, в результате падения пластового давления в скважину придется устанавливать малодебитный ЭЦН. Эффект от такой ПМД будет достаточно минимальным, по сравнению с эффектом перевода скважины с фонтанного метода добычи на насосный.

С другой стороны, дебиты горизонтальных скважин, при истощении энергии пласта, так же начнут снижаться.

С учетом выше сказанного, для повышения эффективности разработки Дулисьминского месторождения рекомендуется расширять технологии повышения нефтеотдачи, прежде всего методами, предназначенными для воздействия на пласт и призабойную зону пласта с целью интенсификации притока нефти к скважине.

3.2 Мероприятия по применению методов повышения продуктивности скважин Дулисьминского месторождения

3.2.1 Общий объем проектных решений

Активное разбуривание залежи и увеличение отборов нефти явилось причиной быстрого снижения пластового давления, что повлекло за собой расширение газовой шапки. В результате наблюдается загазовывание нефтяных скважин, причем интенсивность этого процесса из года в год растет. В 2013 году средняя величина текущего газового фактора увеличилась до 993,7 $м^3$/т (при первоначальном - 150,5 $м^3$/т). Его рост отрицательно сказался на среднем дебите нефти, величина которого за последние три года снизилась с 74,0 т/сут до 43,0 т/сут.

Чтобы улучшить условия разработки большинство эксплуатационных скважин пробурены с горизонтальным окончанием, которые на практике доказали свое преимущество перед стандартными наклонно-направленными скважинами, для регулирования величины депрессии скважины переводятся на механизированную добычу, скважины с наиболее высоким газовым фактором останавливаются. В свою очередь организация системы ППД и формирование темпов заводнения уже отстает от проектного.

При сложившихся условиях разработки дальнейшая эксплуатация залежи на режиме истощения является нерациональной.

Исходя из фактического состояния разработки Дулисьминского месторождения, важнейшей задачей на сегодняшний день является формирование системы ППД на ярактинском объекте, которая должна поддерживать величину пластового давления на уровне давления насыщения.

По добывающим скважинам предусматривается применение следующих геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи пластов:

- Ремонтно-изоляционные работы;
- Физико-химические ОПЗ;
- Перфорационные методы;
- Оптимизация режима насосного оборудования;
- Гидроразрыв пластов.

Эффективность применения ГТМ и методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения по Дулисьминскому месторождению представлен в таблице 3.8.

В целом по месторождению дополнительная добыча нефти за проектный период от реализации программы геолого-технологических мероприятий составит 6547,3 тыс.т.

При реализации намеченного объема мероприятий и буровых работ можно с достаточной долей уверенности предположить, что разработка пластов Дулисьминского месторождения будет выгодным вложением средств, обеспечивающим значительные технологические показатели при высоких значениях коэффициента извлечения нефти.

Таблица 3.8 - Эффективность применения ГТМ и новых методов повышения КИН и интенсификации добычи нефти и прогноз их применения

Вид ГТМ	Года																		Итого за прогноз. период
	2017	2018	2019-2023	2024-2028	2029-2033	2034-2038	2039-2043	2044-2048	2049-2053	2054-2058	2059-2063	2064-2068	2069-2073	2074-2078	2079-2083	2084-2088	2089-2093	2094-2098	2099-2106	
1. ГРП																				
а) кол-во операций			155	191	157	64			12	23	40	50	40	23	15	13	6	3		792
б) доп. добыча нефти, тыс.т			852,5	792,0	849,2	704,0	352,0	105,6	97,7	126,5	198,0	247,5	198,0	113,9	74,3	64,4	29,7	14,9	7,4	4827,4
2. Перфорационные методы (дострелы, перестрелы)																				
а) кол-во операций			8	12	24	32	24	12	8	5										125
б) доп. добыча нефти, тыс.т			25,6	36,5	73,0	97,3	73,0	36,5	24,3	15,2										381,3
3. Физико-химические методы ОПЗ																				
а) кол-во операций	3	3	4	6	11	15	18	18	15	11	9	5	3	3	1					132
б) доп. добыча нефти, тыс.т	6,8	6,8	9,0	13,5	24,8	33,8	40,5	40,5	33,8	24,8	20,3	11,3	6,8	6,8	2,3					297,4
4. ВИР и РИР																				
а) кол-во операций						14	23	24	18	42	51	54	44	30	29	19	15	3		366
б) доп. добыча нефти, тыс.т						11,2	16,6	17,3	13,0	30,2	36,7	38,9	31,7	21,6	20,9	13,7	10,8	2,2		264,6
5. Оптимизация режима работы добывающих скважин																				
а) кол-во операций	6	6	3	4	8	8	8	9	30	33	32	25	25	10						215
б) доп. добыча нефти, тыс.т	21,7	21,7	10,8	14,4	28,9	28,9	28,9	32,5	108,3	119,1	115,5	90,3	90,3	36,1						776,5
Всего операций, шт.	9	9	170	213	200	133	73	63	83	114	132	134	112	66	45	32	21	6	0	1630
Всего добыто нефти,тыс.т	28,4	28,4	897,9	856,4	975,8	875,1	510,9	232,4	277,0	315,8	370,5	387,9	326,7	178,3	97,4	78,0	40,5	17,0	7,4	6547,3

3.2.2 Водо-изоляционные и ремонтно-изоляционные работы

К первой группе относятся работы, связанные с ликвидацией негерметичности эксплуатационной колонны и ликвидации заколонной циркуляции.

Ко второй группе работы, связанные с разобщением объектов, изоляцией обводненных пропластков (внутри пласта) и изоляцией обводненных пластов внутри объекта разработки.

Обводнение скважин, обусловленное не выработанностью запасов нефти и газа, а иными причинами, уменьшает конечную отдачу, вызывает рост эксплуатационных расходов в связи с увеличением затрат на добычу попутной воды и подготовку товарной нефти. На газовых и газоконденсатных месторождениях обводнившиеся скважины нередко переходят в гидратный режим работы и останавливаются.

Решение проблемы ограничения водопритока в добывающие скважины требует достаточно много усилий, времени и средств. Использование для ВИР различных модификаций цементного раствора или иных тампонирующих составов часто не эффективно по причине несоответствия их физико-химических свойств требованиям, предъявляемым к водоизолирующим системам в целом, или некорректного подбора реагента для конкретного объекта воздействия.

Неселективный метод водоизоляции основан на насыщении призабойной зоны материалом, который отверждается в пористой среде независимо от характера насыщения. При отверждении неселективных составов (цементы, синтетические смолы и композиции на их основе) устраняется связь пласта со скважиной по всей обработанной составом толщине и требуется проведение дополнительных мероприятий (например, повторное вскрытие продуктивной части ствола) [21].

В качестве эффективного материала неселективного действия при РИР на Дулисьминском месторождения можно использовать раствор смолы ТСД-9 и тампонажные смеси на ее основе. Смола ТСД-9 является композицией водорастворимых суммарных сланцевых фенолов, стабилизированной спиртом и пластифицированной диэтиленгликолем. В трещиноватых карбонатных горных породах при определенных термобарических условиях (температура до 80−90 ºС) для изоляции притока вод в обсаженных скважинах можно использовать тампонажные растворы с добавкой каучуковой крошки.

Цементный раствор является неселективным и нефильтрующимся материалом, однако он широко использовался и продолжает использоваться в настоящее время при водоизоляционных работах. Использование цементного раствора для изоляции притока воды целесообразно, когда требуются отсечение нижнего участка пласта и переход на выше- или нижележащий горизонт.

Ликвидация перетоков между пластами только цементным раствором не всегда эффективна при наличии разницы пластовых давлений, когда вода прорывается по цементному раствору в период ожидания затвердевания

цемента (ОЗЦ). Часть цементного раствора при этом попадает в водоносный пласт и фильтруется по дренажным каналам.

Главный недостаток неселективного метода ограничения притока пластовых вод к скважинам заключается в том, что образуемые осадки солей в призабойной зоне пласта блокируют не только приток воды, но и приток нефти. В этом случае эффективно использование составов избирательного действия, т.е. применение селективного метода водоизоляции. Селективный метод водоизоляции заключается в обеспечении избирательной закупорки водоносных интервалов без специальных растворов-разделителей водо- и газонефтенасыщенных интервалов и повторной перфорации ствола скважины. В этом его основное преимущество перед неселективным методом водоизоляции.

Селективный метод изоляции и ограничения притока воды в скважины предусматривает использование специальных смесей, растворимых в углеводородах и нерастворимых в пластовой воде. Для ограничения притока воды по проницаемым пропласткам одним из первых был разработан метод, основанный на периодической закачке в пласт воздуха или аэрированной воды. Для повышения его эффективности предложено в состав аэрированной жидкости вводить ПАВ (пена).

Достаточно широко на многих месторождениях применяются составы на основе силиката натрия (жидкое стекло) и соляной кислоты [25]. Закачка в пласт вышеуказанных составов позволяет образовывать гидрогели кремниевой кислоты. При этом наблюдается образование осадков и гелей с высокими закупоривающими свойствами.

Были разработаны два типа так называемых силикогелей – кислотные и щелочные. К преимуществам силикатов щелочных металлов можно отнести способность взаимодействовать с ионами поливалентных коагулирующих составов и образовывать гелеобразные системы или твердый тампонирующий изолирующий материал. Применяются различные добавки, усиливающие закупоривающий эффект (например, глинопорошок). Недостатки составов на основе жидкого стекла для изоляции водопритока обнаруживаются, если их закачивать на большую глубину при наличии высоких температуры и минерализации пластовых вод. Чтобы исключить отрицательное воздействие этих составов хотя бы частично, проводят предварительную закачку в пласт соляной кислоты или добавляют в кислоту силикат натрия для получения более прочного экрана. Закачиваемый изолирующий состав проникает в газонефтеносную часть пласта и, возможно, частично блокирует его, что приводит к снижению продуктивности скважины.

Для приготовления кислых гидрогелей на основе силикатов щелочных металлов используют водный раствор силиката натрия, а в качестве коагулятора – соляную кислоту. В качестве коагулятора возможно также применение серной кислоты, поскольку она довольно слабо воздействует на карбонатные породы. Силикаты натрия могут использоваться при температурах до 100 °С в минерализованных водах при концентрации солей двухвалентных

металлов до 3,9 % мас. и жесткости воды 720 мг(экв./л). К положительным свойствам такого состава можно отнести хорошую адгезию к песчаникам и известнякам и селективность воздействия на пласт (взаимодействует с поливалентными ионами пластовых вод).

Ко второй группе материалов для селективной изоляции притока пластовых вод можно отнести силаны – растворы мономерных кремнийорганических соединений [26].

Серии реагентов «АКОР» представляют собой частный случай кремнийорганических соединений, но при их разработке учтены многие недостатки реагентов этого вида (как хлорсодержащих, так и не содержащих хлор и катализатор). Базовой основой для реагентов серии «АКОР» являются полные эфиры кремниевой кислоты (т.е. без активного хлора). В композицию добавлен безводный катализатор, который при вводе воды отверждается. АКОР-1 состоит из 75−85 % смолки этилсиликатов (ТУ 6-02-5-9-81) и 15−25 % 67%-ного раствора кристаллогидрата хлорного железа в ацетоне, плотность реагента при температуре 25 °С составляет около 1070−1080 кг/м^3 , условная вязкость по ВП-5 − 20−21 с. АКОР-2 содержит 80−90 % смолки этилсиликатов и 10−20 % кристаллогидрата хлорного железа, плотность реагента при температуре 25 °С − 1020−1110 кг/м 3 , условная вязкость по ВП-5 − 23−32 с.

Созданные в последнее время созданы более эффективные составы на кремнийорганической основе и специальных добавок: «АКРОН», «АКРОН-А» и «АКРОН-РК», можно рекомендовать при выполнении РИР на Дулисьминском месторождении.

На ряду с уже испытанными реагентам, следует учесть возможность применения новых продуктов, которые только вышли и еще не имеют достаточно большой базы использования, однако обладают достаточно хорошим потенциалом для применения на Дулисьминском месторождении. Такие как продукты серии НМН и биополимеры.

Впервые в качестве основного технического продукта принят водный раствор натриевых и калийных солей нафтеновых кислот с некоторыми добавками. Нафтеновые кислоты – это монокарбоновые компоненты ряда циклопентина и циклогексана, которые содержатся в нефти (0,3−3,0 %). Получают нафтеновые кислоты путем их экстракции из нефти водными растворами щелочи в виде солей (нафтенов) или последующей дистилляцией. Первый запатентованный продукт получил торговое наименование НМН-200, а последующие модификации − НМН-400 и НМН-500. НМН-200 представляет собой гидролитически устойчивое пастообразное вещество темного цвета, которое образует с электролитами, растворенными в пластовой воде, практически непроницаемый для воды экран. В результате применения специальных тампонажных составов с добавками НМН-400 можно снизить межфазное натяжение воды на границе с углеводородопроницаемой частью пласта. Для регулирования подвижности специальных тампонажных растворов закачки, растворы хлорида кальция (или магния) и химической добавки чередуют. На заключительном этапе проведения РИР для увеличения

длительности эффекта изоляции и ограничения притока пластовых вод используется облегченный тампонажный раствор.

Среди новых методов по ограничению притока пластовых вод в нефтяных (и газовых) скважинах можно отметить использование биополимеров. Суть метода заключается в том, что повышение нефтегазоотдачи осуществляется путем селективной закупорки высокопроницаемых промытых пропластков биомассой бактерий и вовлечения в работу слабопроницаемых зон пласта, а также за счет увеличения подвижности остаточной нефти в результате выработки бактериальных газов. Технологический процесс закачивания биореагентов осуществляют поочагово в виде одной оторочки с продавкой биореагента (15 $м^3$) в пласт сточной (10 $м^3$) и пресной водой (10 $м^3$) с последующей консервацией на пять суток для адаптации микрофлоры к условиям пласта и возобновлением нагнетания сточной и пресной воды. Периодичность обработок биореагентом составляет один раз в год в летнее время. Метод позволяет уменьшить обводненность скважин в среднем по очагам на 5 %, по отдельным скважинам – до 35−50 %.

3.2.3 Физико-химические методы обработки призабойной зоны

Опыт разработки нефтяных месторождений показал необходимость и целесообразность последовательного применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН) или обработки призабойной зоны в течение всей жизни каждой скважины. При этом, исходя из положительности эффекта от проведённой операции по увеличению нефтеотдачи или обработки призабойной зоны, к каждой скважине с намеченной технологией подходят около 8 раз через каждые 3 года.

По терригенным пластам в начальной стадии рекомендуются МУН, улучшающие нефтевымывающие свойства закачиваемой воды или дающие наибольший технологический эффект при первичном вытеснении. В последующем рекомендуются МУН, работающие на выравнивание фронта продвижения воды по пласту, закупорки высокопроницаемых уже промытых водой пропластков и вовлечения в разработку нефтенасыщенных, менее проницаемых частей пласта и неохваченных закачкой целиков нефти.

Методы, предполагаемые к внедрению на Дулисьминском месторождении приведены ниже.

Применение полимеров (полиакриламидов). Полимерное заводнение основано на добавке к воде небольших количеств водорастворимых полимеров при обычном заводнении нефтяных пластов. Размер оторочки раствора составляет 0,1-0,3 объёма пор, максимальная концентрация составляет 0,2%.

Закачка маслорастворимых НПАВ. Реализация технологии применения путём нагнетания в пласт оторочки дисперсии НПАВ($АФ_9$-6) и последующего продвижения её технической или сточной водой, подаваемых через систему ППД. Размер создаваемой в пласте оторочки составляет величину не более 1% порового объёма. Концентрация $АФ_9$-6 в оторочке составляет 5-10% мас.

Применение тринатрийфосфата. Технология заключается в закачке в пласт оторочки раствора тринатрийфосфата и проталкивание её по пласту нагнетанием обычной воды. Оптимальная величина оторочки 10% раствора ТНФ составляет 0,4% вес. от объёма пор. Концентрация тринатрийфосфата в закачиваемом растворе должна составлять 7-13%.

Закачка силикатов натрия. Для проведения процесса необходимы следующие материалы: силикат натрия (жидкое стекло) марок «Силином»; бентонитовый глинопорошок; пресная вода плотностью 1,0 г/см^3, минерализированная вода плотностью 1,04-1,18 г/см^3. Концентрация силиката натрия в композиции – 2-5%. Количество технологического раствора для обработки готовится из расчёта 2,8-3,0 см^3 на 1 м мощности пласта.

Применение эфиров целлюлозы (оксиэтилцеллюлозы, метилцеллюлозы). Технология повышения выработки обводнённых слоисто-неоднородных пластов заключается во введении в пласт модифицированных водных растворов эфиров целлюлозы. Закачка в пласт состава производится в количестве 0,1-1,0 поровых объёмов пласта с концентрацией не менее 0,3%. Исходный состав эфиров целлюлозы должен обладать вязкостью от 4 до 300 МПа*с и фильтроваться в пласт при давлении, не приводящем к гидравлическому разрыву пласта.

Применение сшитых полимеров. Сшивающиеся полимерные системы представляют собой полимерные растворы, структурирующиеся и образующие гели под действием физических (температура, состав растворителя) и химических (сшиватель) факторов. В качестве сшивающих агентов применяются альдегиды и соли, содержащие катионы поливалентных металлов. Для закачки «сшитых» полимерных систем дополнительно к обычному оборудованию требуется установка для приготовления раствора полимера (и композиционных составов на его основе) и закачки его в нагнетательные скважины, состоящая из расходометра, смесителя, дозатора, буферной ёмкости, двух высоконапорных насосов, электро-контактного манометра, систем трубопроводов, регулирующих и напорных устройств и обратного клапана. После завершения процессов приготовления компонентов композиций (раствора полимера, сшивателя, регулятора сшивки) производится одновременная откачка растворов путём подачи их на приём насосов высокого давления. Растворы сшивателя и регулятора сшивки подаются дозировочными насосами.

Применение полимердисперсных систем. Технология применения заключается в последовательно-чередующейся закачке растворов полиакриламида и глины через нагнетательные или добывающие скважины. При этом процесс закачки может производиться как в приостановленную скважину, так и находящуюся под нагнетанием. Полиакриламид (ПАА) - синтетический высокомолекулярный материал, получаемый полимеризацией акриламида. Полиакриламиды, в зависимости от технологии их получения, различаются по своим физико-химическим и эксплуатационным свойствам: молекулярной массе, степени гидролиза, растворимости в воде, вязкости

растворов, стойкости к различным видам деструкции, фильтрационным характеристикам растворов в пористой среде и т.д. Глина является материалом для получения глинистой суспензии. В технологии используется глинопорошок, применяемый при приготовлении буровых растворов. При его отсутствии может быть использована карьерная глина, хорошо распускаемая в воде. Для приготовления раствора полимера и суспензии глины используется техническая вода или сточная из системы ППД. Средний объём закачиваемой воды составляет 2000 $м^3$, концентрация полиакриламида –0,05% или 1000 кг, глинопорошка –2,5% или 50 т. Компоненты ПДС закачиваются в пласт циклично в последовательности: раствор полиакриламида, вода, глинистая суспензия, вода. Указанный цикл повторяется несколько раз до закачки расчётного объёма рабочих агентов.

3.2.4 Перфорационные методы

Перфорация — высокоэффективный метод интенсификации притока газа к забою скважины и сообщения ее ствола с продуктивным пластом. Разрушение преград (обсадных колонн, цементного камня и породы) по этому методу осуществляется за счет использования абразивного и гидромониторного эффекта высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих с большой скоростью из насадок специального глубинного устройства — пескоструйного перфоратора.

В настоящее время существуют три основных способа перфорации: прострелочно-взрывной, гидропескоструйный и механический. Очень часто вторичное вскрытие выполняется прострелочно-взрывным способом с использованием кумулятивных перфораторов.

В последнее время созданы заряды, способные пробивать стандартную бетонную мишень API на глубину от 184 до 775 мм при диаметре выходного отверстия от 4,6 до 25,0 мм. Однако на практике не во всех случаях использование таких зарядов дает желаемые результаты. Более мощный взрыв неизбежно влечет за собой сильное воздействие на обсадную колонну, что увеличивает вероятность заколонных перетоков и связанных с этим осложнений (прорыв воды, газа, быстрое обводнение продукции и т.д.). Кроме того, кумулятивные перфораторы, пробивая эксплуатационную колонну точечно, вскрывают не все флюидопроводящие каналы и потому не позволяют реализовать полностью потенциальные возможности пласта. Особенно это касается трещиноватых коллекторов, где перфорационный канал может попасть не в трещину, а в матрицу горной породы. При этом любая его протяженность не обеспечит приток жидкости из пласта в скважину. В этой связи применение перфораторов с повышенной пробивной способностью зарядов в таких коллекторах, которыми представлены многие глубокозалегающие залежи, не во всех случаях может быть эффективно.

Повторная перфорация на Дулисьминском месторождении рекомендовано осуществлять кумулятивной перфорацией эксплуатационной колонны (хвостовика) и механическими перфораторами эксплуатационной колонны.

Основные критерии выбор для повторной кумулятивной системы перфорации:

-максимальная глубина проникновения кумулятивной струи в пласт;

-минимальное воздействие фугасного заряда на крепь скважины.

Плотность перфорации при использовании кумулятивного перфоратора колеблется в пределах от 12 отв/м (ПК-103, ПК-105С) до 20 отв/м (ПКО-89), при использовании механического перфоратора сверлящего перфоратора ПС-112 – 5 отв/м.

Практика показывает, что фугасность перфораторных систем типа Dynamit Nobel ниже в сравнении с российскими аналогами при глубине проникновения в горную породу до 750 мм, что обеспечивает качественное вторичное вскрытие продуктивного пласта.

Тип перфоратора, интервалы перфорации, плотность перфорационных отверстий и количество одновременно спускаемых зарядов для каждой конкретной скважины определяется геологической службой нефтегазодобывающего предприятия, на основании результатов ГИС, расстояния от нефтеносного до ближайшего водоносного пласта, качественного состояния цементного кольца за колонной и правильности установки заколонного пакера между этими пластами. Основными факторами, определяющими качество вскрытия пластов являются свойства перфорационной жидкости, тип перфоратора, плотность перфорации, условия перфорации (депрессия, репрессия).

Эффективность вторичного вскрытия зависит от химического состава жидкости в скважине.

Для условий Дулисьминского месторождения с продуктивными пластами, имеющими низкую проницаемость в качестве перфорационной среды применяется кислотные композиции при использовании перфораторов ПКО-89, а также проведение вторичного вскрытия в условиях депрессии на пласт при использовании перфораторов ПР-54, ПР43 ПНКТ-89 и зарубежных аналогов, например, PowerJet (Schlumberger).

Допускается в качестве перфорационной среды использование солевых растворов (NaCl, $CaCl_2$) с добавлением ПАВ, инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР).

При расстоянии от интервала перфорации до ВНК более 10 м в пластах с коэффицентом нефтенасыщенности более 0,65 в качестве перфорационной среды рекомендуется использовать инвертно-эмульсионные растворы и перфораторы типа ПКС-80. При вскрытии пластов с коэффициентом нефтенасыщенности менее 0,65 в качестве перфорационной среды используются кислотные жидкости в сочетании с перфораторами ПКО-89.

Репрессия на пласт при проведении перфорации не должна превышать 2,0-2,5 МПа.

3.2.5 Гидроразрыв пласта

Первый ГРП был осуществлен в 1947 году на газовом месторождении «Хуготон» на скважине «Келпер 1» расположенной в графстве “Грант” в Канаде. В СССР ГРП стал выполняться с 1953 года, на основании разработок Христиановича С.А., и Желтова Ю.П. [17].

Первоначально гидроразрыв внедрялся как экономическое средство повышения добычи газа из пластов с относительно низким давлением [18]. В низкопроницаемых (до 10 мд) пластах создается высоко - проницаемый канал (100 - 1000 дарси) притока. Этим обеспечиваются большие площади дренирования, в которые и осуществляется медленная подпитка углеводородами из пласта с очень низкой проницаемостью. Таким образом, вся энергия пласта используется максимально. Значительное влияние на ожидаемые результаты гидроразрывов различных типов и размеров оказывает несущая способность пластовой жидкости.

К настоящему времени это один из общепринятых методов интенсификации нефтегазодобычи во всем мире.

Технология ГРП в настоящее время обеспечивает более 40% дополнительной добычи нефти. На долю других методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков - гидродинамических, физико-химических - также приходится до 40% дополнительной добычи нефти. Бурение горизонтальных скважин и зарезка вторых стволов обеспечивают до 3%, на долю прочих технологий приходится 17% дополнительной добычи нефти [19].

С другой стороны, эффективность ГРП как метода увеличение радиуса дренирования, и способа значительно повысить среднесуточную добычи скважины, предопределил применения данного метода как способа освоения скважины. Так согласно статистики компании «Schlumberger» в настоящее время более 60% всех нефтяных скважин, и около 90% газовых осваиваются с применением ГРП [20].

Такая же тенденции стала отмечаться и в отечественной нефтяной промышленности. Если раньше ГРП рассматривался как реанимационное средство, позволяющее значительно повысить продуктивность скважины длительное время находящейся в эксплуатации. То сейчас, ГРП выполняется как на скважинах, недавно выведенных из бурения, так год-два находящихся в эксплуатации. Причем положительный эффект от такого подходя весьма существенный, и позволяет работать с фондом скважин ранее рассматриваемым как малодебитный [21].

Под гидравлическим разрывом называется процесс, при котором давление жидкости воздействует непосредственно на породу пласта вплоть до ее разрушения и возникновения трещины. Продолжающееся воздействие давления жидкости расширяет трещину вглубь от точки разрыва. В закачиваемую жидкость добавляется расклинивающий материал, например, песок, керамические шарики или агломерированный боксит. Назначение этого материала - удержать созданную трещину в раскрытом состоянии после сброса

давления жидкости. Так создается новый, более просторный канал притока. Канал объединяет существующие природные трещины и создает дополнительную площадь дренирования скважины. Жидкость, передающая давление на породу пласта, называется жидкостью разрыва [22].

При гидравлическом разрыве поэтапно выполняется решение следующих задач:

а) создание трещины: при нагнетании жидкости под высоким давлением, подходящего состава в пласт со скоростью, превышающей ее поглощения пластом. Давление жидкости возрастает, пока не будут превзойдены внутренние напряжения в породе происходит расслоение породы и образование новых или расширение существующих трещин. Трещины образуются в местах наименьшей механической прочности пород, часто по плоскостям напластовываний, или в наиболее проницаемой части продуктивного пласта.

б) удержание трещины в раскрытом состоянии: как только развитие трещины началось, в жидкость добавляется расклинивающий материал - проппант (или кварцевый песок), переносимый жидкостью в трещину. После завершения процесса гидроразрыва и сброса давления проппант удерживает трещину открытой и, следовательно, проницаемой для пластовых жидкостей.

в) удаление жидкости разрыва: прежде чем начать добычу из скважины, следует удалить жидкость разрыва. Степень сложности ее удаления зависит от характера применяемой жидкости, давления в пласте и относительной проницаемости пласта по жидкости разрыва. Удаление жидкости разрыва весьма важно, так как, понижая относительную проницаемость, она может создавать препятствия на пути притока жидкостей.

г) повышение продуктивности пласта.

Таким образом проведение гидроразрыва преследует две главные цели:

- повысить продуктивность пласта путем увеличения эффективного радиуса дренирования скважины.
- создать канал притока в приствольной зоне нарушенной проницаемости.

Для того, чтобы приступить к ГРП, необходимо собрать и изучить все геолого-промысловые материалы, обследовать скважину и убедиться в отсутствии неисправностей, убедиться в технологическом обеспечении этого процесса. Анализ начальных параметров состоит в обработке таких данных, как: геолого-физические свойства пласта (проницаемость, пористость, насыщенность, пластовое давление, положение газонефтяного и водонефтяного контактов, петрография пород); расположение трещины в пространстве (наименьшее горизонтальное напряжение, модуль Юнга, вязкость и плотность жидкости разрыва, коэффициент Пуассона, сжимаемость породы и т.п.).

Механика ГРП заключается в следующем. В скважину закачивается жидкостью которая проникает в призабойную зону, в ней начинает нагнетаться давление. Давление с устья скважины передается давлению жидкости в порах породы, и возрастает и действует равномерно во всех направлениях. При повышении давления жидкости до момента, когда разрывающая сила

жидкости, действующая на породу, превысит силы сцепления этой породы, между минеральными частицами горной породы возникает трещина которая быстро увеличивается и происходит разрыв целостности пласта коллектора.

Гиравлический разрыв пласта принято выполнять в скважинах:

- работающих с дебитами, значительно меньшими потенциально возможных, исходя из емкостно-фильтрационной характеристики продуктивного пласта;

- вскрывших продуктивный пласт с низкой проницаемостью, но с высоким пластовым давлением и значительными запасами газа (нефти).

- работающих со значительно меньшей продуктивностью по сравнению с окружающими;

- с разрушающейся призабойной зоной, с применением пробкообразующих агентов, для снижения депрессии на пласт с целью предупреждения разрушения породы;

- нагнетательных для увеличения приемистости пласта.

Важнейшей частью проектирования гидроразрыва является подбор жидкости разрыва. При этом следует рассмотреть следующие факторы:

1) При проведении гидроразрыва происходит поглощение жидкости в зоне, прилегающей к поверхности трещины. Из - за повышенного насыщения жидкостью зоны вторжения, относительная проницаемость по пластовой жидкости понижается. Если проницаемость по пластовой жидкости низка, а по жидкости разрыва еще ниже, это может привести к полному блокированию притока. Кроме того, в пласте могут быть пучинистые глины, которые набухают при контакте с жидкостью разрыва и понижают проницаемость.

2) Проницаемость песчаной пробки, так же, как и зоны вторжения жидкости, может быть нарушена в результате насыщения жидкостью. Приток по трещине может быть также ограничен наличием в песчаной пробке остаточных после воздействия мехпримесей или полимеров.

3) Многие жидкости склонны к образованию эмульсий или к осадкообразованию. Во избежание риска при выборе надлежащих химических компонентов следует провести лабораторные испытания.

В настоящее время основной объем ГРП на территории России выполняется как отечественные, так и зарубежные компании, такие как «Halliburton», «BJ Services Company», «Catobneft», «СП-МеКаМиннефть», «Schlumberger», «Самотлорсервизис» и другими.

Предлагаемая методика выполнения ГРП на Дулисьминском месторождении является во многом типовой, и уже была многократно опробована как на месторождения Западной, так и Восточной Сибири.

Сам процесс ГРП осуществляется при использовании целого комплекса наземного и подземного оборудования. Состав комплекса наземного и подземного оборудования, применяемого для проведения ГРП состоит из:

1) подъемник 1 единица (А-50У);

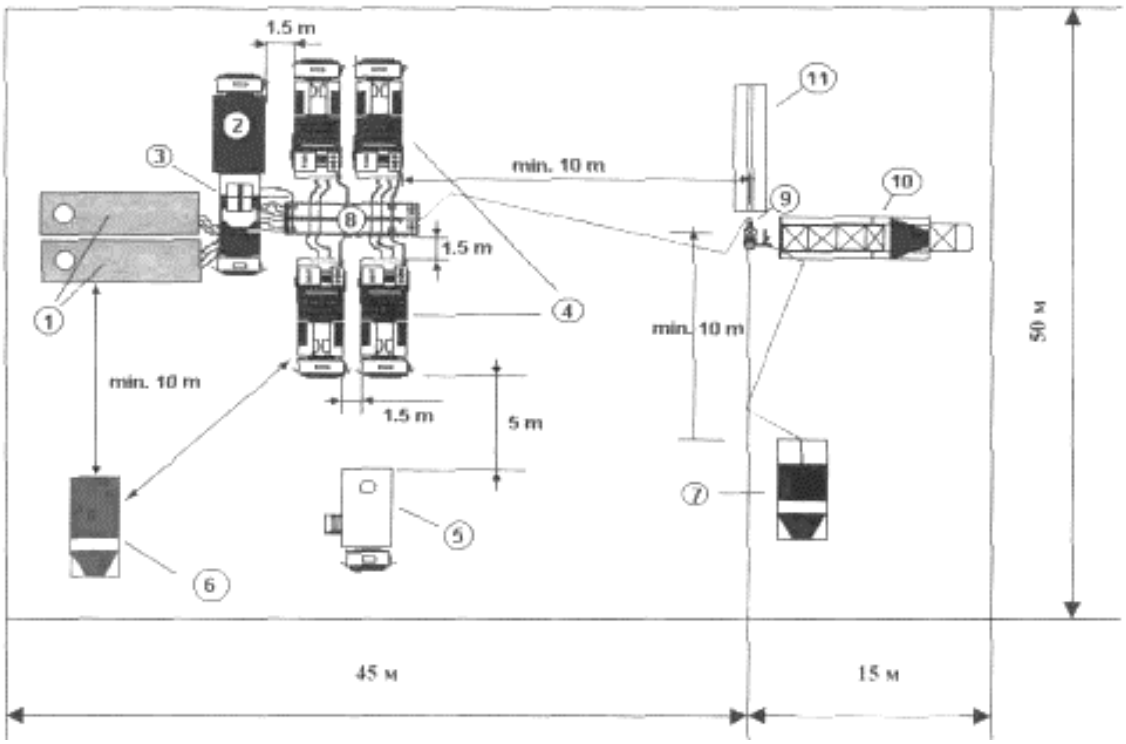
2) насосные агрегаты 4-6 единиц (FC2551);

3) пескосмеситель (блендер) 2 единицы (УС-10);

4) песковоз 1 единица (Kenworth T-200);
5) грузовик с попутным оборудованием 1 единица;
6) компьютерный центр 1 единица;
7) блок манифольда 1 единица;
8) булитовоз 1 единица (KENWORTH);
9) буллиты 2 – 6 единиц;
10) машина для перевозки хим. реагентов 1 единица;
11) пожарная машина 2 единицы;
12) машина скорой помощи 1 единица.

Для спускоподъёмных операций при ГРП применяются отечественный подъёмник А-50У. Они предназначены для спускоподъёмных операций с бурильными и насосно-компрессорными трубами, для разбуривания цементных стаканов, для ловильных работ и т. п.

Для нагнетания жидких сред используются насосные установки для гидроразрыва пластов С.А.Т. GmbH модели FC2551 на автошасси Mercedes Benz Actros 4151 8x8.



1 - ёмкости V=50 м^3; 2 - песковоз; 3 - блендер; 4 - насосные агрегаты; 5- станция управления; 6 - пожарная машина; 7 - насосный агрегат ЦА-320; 8 - манифольд; 9 - скважина; 10 – подъемник А-50У; 11 - приемные мосты.

Рисунок 3.7 - Схема расстановки оборудования

Пескосмеситель УС-10 состоит из бункера, пневмовибраторов, рабочего и загрузочного шнека, регулятора выдачи сыпучего материала, смесителя, представляющего собой цилиндрическую ёмкость с коническим днищем и лопаткой мешалкой, раздаточного и приёмного коллекторов, а также

центробежного пескового насоса. С помощью рабочего шнека песок подаётся из отсеков бункера в смеситель для приготовления смеси. Шнек загрузочный составной во время переезда отводится в сторону и крепится к монтажной раме. На коническом днище бункера предусмотрены два пневмо-вибратора, приводимые от пневмосистемы автомобиля, улучшающих условия поступления проппанта в рабочий шнек. Осматриваются и очищаются через люки в крышке, которые снабжены металлическими решётками, препятствующих попаданию в бункер крупных твёрдых включений. Смеситель, ёмкость с лопастной мешалкой и поплавковым указателем уровня. Готовая песчаная смесь из смесителя отбирается песковым насосом, установленном на раме агрегата и подаётся к насосным установкам. Привод узлов осуществляется от талевого двигателя автомобиля. Для привода шнеков, а также лопастных мешалок применяются передачи с гидромоторами типа Г15-23. Управление осуществляется одним оператором с пульта, расположенного в кабине автомобиля.

Для транспортировки проппанта, приготовления песчано-жидкостной смеси и подачи её на приём насосных установок применяет песковоз Kenworth канадского производства.

Компьютерный центр. Применяется для управления и контроля процесса ГРП. Компьютерный центр оснащён графопостроителем, принтером, двумя дисплеями, отражающие в цифровом и графическом виде параметры разрыва. Станция располагается на платформе автомобилей Mercedes, МАН, МАЗ.

Для поддержания давления в затрубном пространстве в течении всего процесса ГРП порядка 10-12 МПа, с целью снижения разности давлений на пакере, используют цементировочный агрегат ЦА-320.

Автоцистерну при гидроразрыве используют для транспортировки неагрессивных жидкостей и подачи их в пескосмесительные или насосные установки. Используют автоцистерны АЦ-10 и прицеп-цистерны ПЦ-8-8350.

Помимо автоцистерны и прицеп-цистерны, для проведения ГРП используются стандартные ёмкости объёмом 50м^3, транспортируемые с помощью булитовоза на базе автомобиля KENWORTH, он способен с помощью лебёдки, самостоятельно брать на себя, перевозить и устанавливать на новом месте ёмкости.

Блоки манифольда предназначены для обвязки насосных установок между собой и устьевым оборудованием. Применение блока манифольда при ГРП сокращает время монтажа и демонтажа коммуникаций обвязки установок между собой и устьевой головкой, а также значительно сокращает эту работу. На Дулисьминском месторождении применяется как отечественный блок манифольда БМ-103.07.00.000, так и импортный Weir SPM.

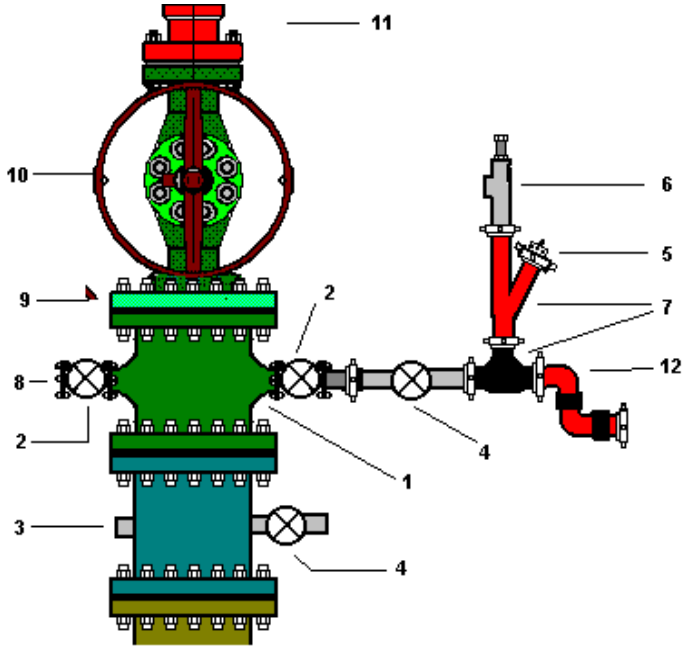
При подготовке скважины к ГРП она оборудуется специальной арматурой, типа АУ-70СА-89 (или аналогичной). Эта арматура крепится на колонный фланец, оборудована крановой задвижкой и рассчитана на рабочее давление 100МПа, её вес около 100Кг. Арматура используется для обвязки устья скважины с насосными установками при ГРП, позволяет спускать или

поднимать насосно-компрессорные трубы с муфтами без нарушения герметизации устья скважины (см. рисунок 3.8).

Для проведения ГРП использует следующее подземное оборудование, в комплекте: колонна труб НКТ 89 мм марки N-80; шаблоны (до 3-х штук); пакер (ПРО); скрепер для очистки интервала посадки пакера; перо-воронка.

Пакер при гидроразрыве используют для разобщения фильтрационной зоны ствола скважины и её верхней части, чем предупреждается порыв эксплуатационной колонны при давлении ГРП, превышающим допустимые для колонны значения.

Пакер ПРО имеет два якоря, механический и гидравлический. Посадка пакера осуществляется после его спуска на НКТ в зону, определённую геологическим отделом, критериями для этого являются качество цементного кольца и максимально близкое расстояние пера-воронки от зоны перфорации (но не в зоне), и замены скважинной жидкости на дизельное топливо или нефть. При посадке пакера подвеску медленно поднимают вверх (не более 1,2 м) и вращением на 0,5 оборота по или против часовой стрелке (в зависимости от направления резьбы труб), затем опускают вниз при этом срабатывает механический якорь, на колонну нагружают 50% веса подвески, при этом уплотнительные резиновые кольца на нём сжимаются и герметизируют колонну. Срыв пакера происходит в обратном порядке. После посадки пакера проверяют его на герметичность, создавая давление в 120 атм. в затрубном пространстве и наблюдая в течении 30-40 минут за его изменением по манометру на трубках и в затрубе, при этом герметичность должна быть 100%.



1 – крестовина; 2 - задвижка (кран); 3 - глухая пробка; 4 - кран 2"1000PSI; 5-датчик давления; 6 - предохранительный клапан; 7 - тройник 2"х 2"; 8-заглушка; 9 - планшайба 10000PSI; 10 - задвижка 2 9/16" 10000PSI; 11-фланец 2 9/16" х 3" 15000PSI; 12 - шарнирный уголок 2".

Рисунок 3.8 - Схема обвязки устья скважины при проведении ГРП

Гидравлический якорь заякоривается во время работы при наличии перепада давления в НКТ и затрубе. Перед посадкой пакера интервал его посадки очищают скрепером. Шаблоны служат для проверки проходимости колонны пакером.

Для наблюдения за давлением в агрегатах, манифольдах и устьевой арматуре применяют наружные манометры. Их принцип действия основан на том, что в них измеряемое давление вызывает деформацию какого-либо элемента. Для замера и регистрации давления при ГРП к блоку манифольда или устьевой арматуре подсоединяют показывающий и регистрирующий манометры. Их выносят в сторону от насосных установок, напорных линий и манифольдов на безопасное расстояние.

Регистрирующие самопишущие манометры дистанционные, в основном оснащены винтовыми трубчатыми элементами или так называемыми геликоидальными пружинами. В отличии от трубчатой пружины, свободный конец геликоидальной пружины при максимальном давлении даёт значительно больший угол раскручивания, составляющий 50-60º, поэтому они обладают большей чувствительностью.

В настоящее время в большинстве ГРП применяются рабочие жидкости на водной основе. Доступность, дешевизна, создаваемое гидростатическое давление и пожарная безопасность этих жидкостей побудили сервисные компании к разработке таких присадок, как хлорид калия, стабилизаторы глин, ПАВ и деэмульгаторы, чтобы обеспечить гибкость жидкостей на водной основе в самых разнообразных применениях. Уже самым первым исследователям было ясно, что для транспортировки проппанта, уменьшения поглощения жидкости и увеличения ширины, создаваемой трещины воду нужно загустить. WGA-1 позволяет достичь вязкости, которая удовлетворяет эффективному переносу проппантов и снижению потерь жидкости (R-CH2-CH-CH3). Для того, чтобы полимер был устойчив его надо сшить. Существуют системы с линейной и замедленной сшивкой. Если необходима высокая вязкость при высокой температуре и глубокое проникновение в трещину, идеальной жидкостью будет система замедленной сшивки. Однако, при работе в небольших интервалах, при низких давлениях и температурах можно рассмотреть и применение линейной жидкости. Стабильность сшитого геля напрямую связана с его «сдвиговой историей» во время сшивания, т.е. при низких скоростях сдвига пряди полимера укладываются равномерно, и сшивание осуществляется весьма однородным структурированным способом. В результате получаем значительно более высокую вязкость и повышенную устойчивость против температурной, гидролизной и окислительной деградации.

Применяет сшивающий агент гель. представляет собой полимер из длинных цепей, который гидратирует в воде. После того, как разрыв заполнен проппантом, желатинизированая вода должна быть извлечена из пласта. Лучшему выводу воды из разрыва способствует низкая вязкость. WGB-2 окисляет полимер геля, реагируя с атомами углерода, разрушая полимер и тем

самым уменьшает вязкость. При температурах ниже 49ºС WGB-2 необходимо катализировать с помощью продукта BXL-A.

«Вспомогательные агенты». NCL-100 – стабилизатор глин (заменитель KCl).

NE-201 представляет из себя нонилфенольную смолу с дополнительными поверхностно-активными веществами для ускорения отрыва воды от нефти. Будучи не ионным, он не нарушает способность формации к смачиванию водой.

Раклиневающий агент Карбо-Лайт (фирмы CARBO Ceramics inc) сочетает в себе низкую объемную плотность с высокой прочностью частиц, что обеспечивает отличную пропускную способность трещины. А в связи с низкой себестоимостью этой системы, закачивание можно спроектировать специфически для получения максимальной отдачи и капиталовложений. Также, благодаря своей однородности, гладкости, обтекаемости и устойчивости раздавливанию, Карбо-Лайт позволяет поддерживать более высокий уровень добычи с момента начала эксплуатации скважины. Химический состав: Al_2O_3 - 51%, SiO_2 - 45%, Другие - 4%.

В качестве перфоратора применяются глубокопроникающие перфорационные системы Dynawell, снаряженные кумулятивными зарядами типа RDX-Hexogen, выпускаемыми немецкой компанией DYNAenergetics (ранее Dynamit Nobel). Либо отечественный аналог ПКО-102.

Рассчитаем основные характеристики гидроразрыва пласта в типовой скважине глубиной 2605 м. Вскрытая толщина пласта h = 11 м. Разрыв произвести по НКТ с пакером в качестве жидкости разрыва и песконосителя применяется загущенная вода с плотностью 1030 кг/м^3 и вязкостью 0,275 Па*с. Средний объем закачиваемого пропанта 30,7 тонн на скважину.

Предполагается закачка в скважину Qп (пропанта 16/20 ForeProp) 30 тонн. Для расчета показателей ГРП воспользуемся методикой Мищенко И.Т. [20] Исходные данные приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 Исходные данные для расчета ГРП

Параметры	Значения
Глубина скважины, L_c (м)	2605
Величина интервала перфорации, $H_{ин}$ (м)	11
Внешний диаметр НКТ, $d_{вн}$ (м)	0,089
Диаметр эксплуатационной колонны, D (мм)	194
Плотность породы, $\rho_{гп}$ (кг/м^3)	2500

Рассчитаем вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{гв} = \rho_{гп} g L_c = 2500 \cdot 9{,}8 \cdot 2605 = 63{,}8\,МПа \quad (3.4)$$

Рассчитаем горизонтальную составляющую горного давления:

$$\text{Р}_{гг} = \text{Р}_{гв}\frac{\nu}{1-\nu} = 63,8\frac{0,275}{1-0,275} = 21,3\,МПа \tag{3.5}$$

где ν – коэффициент Пуассона горных пород (ν = 0,275);

Зная составляющие горного давления рассчитаем забойное давление разрыва:

$$\frac{P_з^{разр}}{P_{гг}}\left(\frac{P_з^{разр}}{P_{гг}}-1\right)^3 = 5,25\frac{1}{\left(1-\nu^2\right)^2}\left(\frac{E}{P\,гг}\right)^2\frac{Q\mu_{жр}}{P\,гг}; \tag{3.6}$$

где Е – модуль упругости пород ($E = 2\cdot10^4$ МПа)

Q – темп закачки жидкости разрыва, м^3/с (Темп закачки возьмем равным Q = 2 м^3/мин)

$$\text{Р}_з^{разр} = 24,4\,МПа \tag{3.7}$$

Определим объемную концентрацию песка в смеси:

$$\beta_н = \frac{C_п/\rho_п}{\left(C_п/\rho_п\right)+1} = \frac{300/2720}{\left(300/2720\right)+1} = 0,099 \tag{3.8}$$

где $C_п$ – концентрация песка в 1 м^3 жидкости ($C_п$=300кг/м^3)

$\rho_п$ – плотность пропанта ($\rho_п$ = 2720 кг/м^3) ;

Рассчитаем плотность жидкости - песконосителя с песком:

$$\rho_{жсп} = \rho'_{жсп}\left(1-\beta_п\right)+\rho_п\beta_п \tag{3.9}$$

$$\rho_{жсп} = 1030\cdot\left(1-0,099\right)+2720\cdot0,099 = 1197,9\,кг/м^3 \tag{3.10}$$

где $\rho'_{жсп}$ – плотность жидкости песконосителя;

Рассчитаем вязкость жидкости - песконосителя с песком:

$$\mu_{жсп} = \mu'_{жсп}\cdot e^{3,18\beta_п} \tag{3.11}$$

$$\mu_{жсп} = 0,27\cdot e^{3,18\cdot0,099} = 0,377\,Па\cdot с \tag{3.12}$$

где $\mu'_{жсп}$ – вязкость жидкости песконосителя;

Определим число Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = 4Q\rho_{жсп} / \left(\pi d_{вн} \mu_{жсп}\right) \tag{3.13}$$

$$\mathrm{Re} = 4 \cdot 0,033 \cdot 1197,9 / (3,14 \cdot 0,089 \cdot 0,377) = 1515 \tag{3.14}$$

где Q – темп закачки (Q = 0,033 м^3/с);

Коэффициент гидравлического сопротивления получили равным:

$$\lambda = \frac{64}{\mathrm{Re}} \tag{3.15}$$

$$\lambda = \frac{64}{1515} = 0,042 \tag{3.16}$$

Рассчитаем потери на трение:

$$P_{тр} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L_c \cdot \rho_{жсп}}{\pi^2 \cdot d_{вн}^5} \tag{3.17}$$

$$\mathrm{P}_{тр} = \frac{8 \cdot 0,041 \cdot 0,033^2 \cdot 2605 \cdot 1197,9}{3,14^2 \cdot 0,089^5} = 21,3\,МПа \tag{3.18}$$

Учитывая то, что при значении Re>200 значение потерь на трение увеличится в 1,52 раза, вследствие ранней турбулизации потока из-за наличия песка в жидкости:

$$\mathrm{P}'_{тр} = 1,52 \cdot \mathrm{P}_{тр} = 1,52 \cdot 21,3 = 32,3\,МПа \tag{3.19}$$

Рассчитаем давление на устье развиваемое при закачке жидкости - песконосителя :

$$P_y = P_з^{разр} - \rho_{жсп} \cdot g \cdot L_c + P'_{тр} \tag{3.20}$$

$$\mathrm{P}_y = 24,4 \cdot 10^6 - 1197,9 \cdot 9,8 \cdot 2605 + 32,3 \cdot 10^6 = 26,2\,МПа \tag{3.21}$$

Агрегат FC2551 на IV скорости развивает рабочее давление 29,8 МПа , а рабочий расход 0,0063 м^3/с, следовательно необходимое число агрегатов будет равно:

$$N = \frac{P_y \cdot Q}{P_p \cdot Q_p \cdot K_{тс}} + 1 \tag{3.22}$$

$$N = \frac{26,2 \cdot 0,033}{29,8 \cdot 0,015 \cdot 0,5} + 1 \approx 5 \tag{3.23}$$

где $К_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата, $К_{тс}$ = 0,5

Определим объем продавочной жидкости:

$$V_n = 0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot L_c \tag{3.24}$$

$$V_n = 0,785 \cdot 0,089^2 \cdot 2605 = 16,2 м^3 \tag{3.25}$$

Рассчитаем количество жидкости для осуществления ГРП:

$$V_{ж} = \frac{Q_n}{C_n} \tag{3.26}$$

$$V_{ж} = \frac{30000}{300} = 100 м^3 \tag{3.27}$$

где $Q_{ж}$ – количество пропанта;

Суммарное время проведения ГРП:

$$t = \frac{V_{ж} + V_n}{Q} \tag{3.28}$$

$$t = \frac{1000 + 16,17}{0,033} = 58 мин \tag{3.29}$$

Рассчитаем длину вертикальной трещины:

$$L_{тр} = \sqrt{\frac{V_{жр} \cdot E}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) H_{ин} (P_з^{разр} - P_{гг})}} \tag{3.30}$$

$$L_{тр} = \sqrt{\frac{100 \cdot 2 \cdot 10^4}{5,6 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 11 \cdot (24,4 - 21,3)}} = 105,2 м \tag{3.31}$$

Определим раскрытость трещины**:**

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot L_{тр} \cdot (P_з^{разр} - P_{гг})}{E} \tag{3.32}$$

$$\omega = \frac{4 \cdot (1 - 0,25^2) \cdot 105,2 \cdot (24,4 - 21,3)}{2 \cdot 10^4} = 0,062\,м \qquad (3.33)$$

Ожидаемый эффект от ГРП определим по приближенной формуле Г.К. Максимовича:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\lg \frac{R_к}{r_c}}{\lg \frac{R_к}{L_{тр} / 2}} = \frac{\lg \frac{500}{0,1}}{\lg \frac{500}{105,2 / 2}} = 3,78 \qquad (3.31)$$

Сведём расчётные параметры ГРП в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Расчетные параметры ГРП для скважины Дулисьминского месторождения

Забойное давление разрыва $P_3^{разр}$, МПа	Давление на устье скважины P_y, МПа	Кол-во пропанта $Q_п$, т	Объем жидкости для ГРП $V_{ж}$, м^3	Объем продавочной жидкости $V_п$, м^3	Размеры трещины		Ожидаемый эффект от ГРП
					длина $L_{тр}$, м	ширина ω, см	
24.4	26.2	30	100	16,2	105,2	6,2	3,78

ГРП на Дулисьминском месторождении, отводится место ведущего способа повышения добычи скважины. С его применением всего планируется дополнительно добыть 4827,4 тыс.тонн и выполнить 792 операцию. Соответственно средний прирост добычи от одной операции составляет 6095,2 тонн.

Расчеты показывает, что эффект от ГРП на скважинных Дулисьминского месторождение будет составлять около 3,78, с длинной трещины 105,2 м и шириной 6,2 см.

4. Экономические показатели мероприятий по повышению продуктивности скважин

На Дулисьминском месторождении на период эксплуатации до 2106 года предусмотрены следующие мероприятия: ремонтно-изоляционные работы, физико-химические ОПЗ, перфорационные методы, оптимизация режима насосного оборудования, гидроразрыв пластов.

Таблица 4.1 – Объем и ожидаемая эффективность проектных геолого-технических мероприятий по повышению продуктивности скважин

Вид ГТМ	Кол-во	Общий эффект, тыс.тонн	Эффект на единицу, тыс.тонн
Гидроразрыв пласта	792	4827,4	6,09
Перфорационные методы	152	381,3	2,6
Физико-химические методы ОПЗ	132	297,4	2,25
ВИР и РИР	366	264,6	0,722
Оптимизация режима работы	215	776,5	3,611
Всего	1630	6547,3	15,273

Исходя из цен реализации продукции, нормативов эксплуатационных затрат, и стоимости мероприятий за 2017 году сформируем исходные данные для расчета экономических показателей мероприятий по повышению продуктивности скважин (таблица 4.2).

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица изм.	Значение
1	2	3
1. ЦЕНЫ РЕАЛИЗАЦИИ:		
нефть (внешний рынок)	$/bbl	448,8
2. ТРАНСПОРТНЫЕ РАСХОДЫ	$/тонна	70
3. НАЛОГИ		
налог на добычу полезных ископаемых	руб./т	6 425,3
вывозная таможенная пошлина на нефть	руб./т	11 607,00
4. ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАХОДЫ		
ГТМ:		
ГРП	руб./скв	11 800 000
Перфорационные методы	руб./скв	1 105 485
ОПЗ	руб./скв.	250 000

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3
Оптимизация	руб./скв.	1 578 000
РИР	руб./скв.	6 099 000
5.ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ДАННЫЕ		
курс доллара	руб./долл.	62,5

Определим цену всего объема мероприятий в ценах 2017 года, результаты сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Объем и ожидаемая эффективность проектных ГТМ по повышению продуктивности скважин

Вид ГТМ	Кол-во	Цена, руб./скв	Общая цена, млн.руб.
ГРП	792	11 800 000	9345,6
Перфорационные методы	152	1 105 485	168,03
ОПЗ	132	250 000	3,3
Оптимизация	366	1 578 000	577,55
РИР	215	6 099 000	1311,29
ИТОГО:			11405,76

Определим стоимость реализации дополнительно добытой нефти, с учетом транспортных издержек и налогов, при выполнении методов. Результаты сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Стоимость реализации и сумма налоговых отчислений дополнительной добычи

Вид ГТМ	Объем нефти, тыс.тонн	Стоимость на внешнем рынке, млн. $	Стоимость на внешнем рынке, млрд.руб.	Сумма пошлин, налогов, и т.д., млрд.руб./т
ГРП	4827,4	2166,53	135,41	87,05
Перфорационные методы	381,3	171,13	10,7	6,88
ОПЗ	297,4	133,47	7,09	5,36
Оптимизация	264,6	118,75	7,42	4,77
РИР	776,5	348,49	21,78	14,00
ИТОГО:		2938,37	182,4	118,06

Определим разницу между стоимостью дополнительной добычи нефти и суммой налогов и пошлин, и ценой выполнения операций. Результаты сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 – Стоимость и затраты дополнительной добычи

Вид ГТМ	Стоимость на внешнем рынке, млрд.руб.	Сумма пошлин, налогов, и т.д., млрд.руб./т	Цена, млрд.руб.	Разница, млрд.руб.
ГРП	135,41	87,05	9,35	39,01
Перфорационные методы	10,7	6,88	0,17	3,65
ОПЗ	7,09	5,36	0,003	1,73
Оптимизация	7,42	4,77	0,58	2,07
РИР	21,78	14,00	1,31	6,47
ИТОГО:	182,4	118,06	11,41	52,93

Таким образом, полученный эффект от мероприятий на всем протяжении эксплуатации месторождения до 2106 года, составит 6547,3 тыс. тонн нефти. В ценах 2017 года, при курсе доллара 62,5 рубля, после вычета налогов, пошлин, и стоимости операции, экономический эффект при реализации дополнительной добычи составит: ГРП – 39,01 млрд.руб., перфорационные методы – 3,65 млрд.руб., ОПЗ - 1,73 млрд.руб., оптимизация - 1,73 млрд.руб., РИР - 6,47 млрд.руб.

Соответственно можно предположить, что без значимых изменений внутри соотношения курс доллара/стоимость операции/цена нефти/налоговые сборы, коммерческий эффект от выполнения проектных операций по повышению продуктивности скважин положительный и стабильный.

5. Мероприятия по обеспечению безопасности жизнедеятельности и охраны окружающей среды

5.1 Обеспечение безопасности жизнедеятельности

В соответствии со статьей 24 Закона «О недрах» к основным требованиям по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами относятся:

– проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ и прогнозирования опасных ситуаций, своевременное определение и нанесение на планы горных работ опасных зон;

– осуществление специальных мероприятий по прогнозированию и предупреждению внезапных выбросов газов, прорывов воды, полезных ископаемых и пород, а также горных ударов;

– управление деформационными процессами горного массива, обеспечивающее безопасное нахождение людей в горных выработках;

– разработка и проведение мероприятий, обеспечивающих охрану работников предприятий, ведущих работы, связанные с пользованием недрами, и населения в зоне влияния указанных работ от вредного влияния этих работ в их нормальном режиме и при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятия, обеспечивающие безопасное и безаварийное ведение строительно-монтажных работ, бурения и испытания скважин должны проводиться строго в соответствии с «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101). На основании и в соответствии с требованиями настоящих Правил организации должны в установленном порядке разработать и утвердить инструкции по промышленной безопасности по профессиям, видам работ (в том числе работ повышенной опасности) с учетом специфики производства и рабочих мест.

Пользователь недр обязан обеспечить безопасное ведение работ, а также соблюдение утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с пользованием недрами. Реализация этих требований в рамках лицензии на право пользования недрами при освоении месторождений осуществляется:

– организацией и ведением производственного контроля соблюдения требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации № 263 от 10.03.99 г. в рамках созданной на предприятии системы управления промышленной безопасностью;

– обеспечением выполнения государственных нормативных требований охраны труда, представленных в нормативных правовых актах Минтруда «Об утверждении положения о разработке, утверждении и изменен ими нормативных правовых актов, содержащих государственные требования

охраны труда» (Постановление Правительства Российской Федерации № 1160 от 27.12.2010 г.);

– обеспечением в рамках общей системы управления организацией проведения внутреннего контроля соблюдения требований промышленной безопасности в порядке, предусмотренном требованиям Приказа Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

При приемке в эксплуатацию опасных производственных объектов, помимо проверки их соответствия проектной документации и требованиям безопасности, устанавливается готовность организации к эксплуатации опасного производственного объекта и к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии. Для всех опасных производственных объектов должны быть разработаны мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий. В планах ликвидации аварий следует предусматривать:

– оперативные действия персонала по предотвращению и локализации аварий;

– способы и методы ликвидации аварий и их последствий;

– порядок действий по исключению (минимизации) возможности загораний и взрывов, снижения тяжести возможных последствий аварий;

– эвакуацию людей, не занятых ликвидацией аварии, за пределы опасной зоны.

Производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску. Перечень таких работ, порядок оформления нарядов-допусков, а также перечни должностей специалистов, имеющих право руководить этими работами, утверждаются руководителем предприятия. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными руководителем предприятия.

Эксплуатация опасных производственных объектов должна осуществляться в соответствии с требованиями промышленной безопасности, установленными Федеральным законом № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 г.

Безопасные условия и охрану труда в организации обязан обеспечить работодатель. В процессе производственной деятельности работодатель обязан обеспечить выполнение установленных законодательством условий безопасности, в том числе:

– безопасность работников при осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов;

– применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;

– приобретение и выдачу специальной одежды, специальной обуви, других средств индивидуальной защиты в соответствии с «Об утверждении межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» приказ Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 N 290н (ред. от 27.01.2010);

– обучение безопасным методам и приемам выполнения работ;

– недопущение работников моложе 18 лет к работам на опасных производственных объектах, а также работников, не прошедших обязательные медицинские обследования или имеющих медицинские противопоказания (постановление Правительства РФ № 163 от 25 февраля 2000 г., в редакции от 20.06.2011 № 479).

Все работники предприятия, в том числе и руководители, обязаны проходить обучение в области промышленной безопасности и проверку знаний. Подготовка и аттестация специалистов в области промышленной безопасности проводится в объеме, соответствующем их должностым обязанностям.

Первичная аттестация специалистов проводится не позднее одного месяца с момента назначения на должность, при переводе на другую работу, трудоустройство в организацию, поднадзорную Ростехнадзору.

Периодическая аттестация специалистов проводится не реже одного раза в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актами.

Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже раза в 12 мес. в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций и/или инструкций по данной профессии.

К работам на опасных производственных объектах допускаются работники после обучения безопасным методам и приемам выполнения работ, стажировки на рабочем месте, проверки знаний и практических навыков, проведения инструктажа по безопасности труда на рабочем месте и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ. Срок стажировки устанавливается работодателем, но не может быть менее двух недель.

Работы на опасных производственных объектах, связанных с освоением месторождений, в продукции которых содержится сероводород, другие вредные вещества, должны осуществляться в соответствии с требованиями нормативных документов, регулирующих деятельность в таких условиях. На этих объектах работники должны быть обеспечены изолирующими дыхательными аппаратами, лечебно-профилактическим питанием, средствами и препаратами для оказания первой медицинской помощи и т.д.

В планах ликвидации аварий (ПЛА) этих объектов должны быть установлены места «островков» безопасности, порядок эвакуации с учетом конкретных метеоусловий и т.п.

На основании требований «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101)

должна быть разработана необходимая техническая документация, в которой учтены требования к проектированию, к строительству, объектам, рабочим местам, к ведению работ при добыче, сборе, подготовки нефти, газа, конденсата, к ведению геофизических работ.

Требования к проектированию предполагают соблюдение следующих условий:

– поиски и освоение месторождений нефти, газа должны осуществляться по проектам разведки, обустройства, разработки месторождений, включающим проектные решения и мероприятия по обеспечению промышленной безопасности, охране труда, недр и окружающей среды.

– рабочие проекты на строительство скважин, разрабатываемые на основе проектов разведки или разработки месторождений, должны обеспечивать безаварийную проводку ствола, безопасность труда в процессе строительства скважин, их надежность и противоаварийную устойчивость при последующей эксплуатации в качестве опасных производственных объектов.

– проектирование производства нефтяной и газовой промышленности, в том числе строительства, реконструкции, консервации и ликвидации опасных производственных объектов, осуществляется организациями, имеющими Свидетельство СРО на данный вид деятельности (ч. 4. ст. 48 ГК № 190-ФЗ);

– проектная документация на строительство и реконструкцию подлежит экспертизе (государственной и негосударственной), а проектная документация на консервацию, ликвидацию, техническое перевооружение опасного производственного объекта – экспертизе промышленной безопасности;

– изменения, вносимые в проектную документацию, согласно действующему законодательству не подлежат согласованию с органами Ростехнадзора.

Проектная документация должна предусматривать:

– максимальную автоматизацию объектов, исключающую необходимость постоянного пребывания персонала на объекте и обеспечивающую полноту сбора информации о его работе в пунктах управления технологическим процессом;

– систему неразрушающего контроля несущих конструкций и антикоррозионной защиты оборудования, трубопроводов, несущих конструкций;

– многоуровневую систему блокировок и предохранительных устройств, срабатывающих при возникновении аварийных ситуаций;

– выполнение расчетов уровней возможных чрезвычайных ситуаций, включая показатели взрывопожароопасности и токсичности объекта;

– герметизированную систему сбора и транспортирования продукта с полным использованием нефти, газа и сопутствующих компонентов, их утилизацию из мест аварийных утечек;

– расположение объектов обустройства нефтяных месторождений с учетом требований приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101;

– порядок рекультивации нарушенных и загрязненных земель;

– создание и обеспечение необходимыми техническими средствами, автономной системой аварийной связи и оповещения, обеспечивающей оперативное информирование работающих и населения о возможной опасности;

– создание и обеспечение необходимыми техническими средствами автоматизированной системы контроля воздушной среды в целях обеспечения безопасных условий труда и раннего обнаружения возможных аварийных выбросов;

– обеспечение работающих индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ.

Организации, эксплуатирующие опасный производственный объект, обязаны:

– выполнять требования промышленной безопасности, установленные к эксплуатации объектов нормативными техническими документами;

– допускать к работе на опасном производственном объекте работников соответствующей квалификации и не имеющих медицинских противопоказаний к указанной работе;

– иметь в наличии и обеспечить функционирование необходимых приборов и систем контроля производственных процессов;

– обеспечивать проведение экспертизы промышленной безопасности, проводить диагностику, испытание, освидетельствование сооружений и технических устройств в установленном порядке;

– организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности;

– создавать и поддерживать в надлежащем состоянии системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии;

– осуществлять другие действия и мероприятия по обеспечению промышленной безопасности, установленные Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ и приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101.

Производственные объекты разведки и обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сероводород и другие вредные вещества, должны быть идентифицированы по классам опасности возможных выбросов и утечек паров и газов в атмосферу в соответствии с требованиями государственных стандартов и санитарными нормами.

В таких случаях проектной документацией должны быть установлены:

– возможность формирования на объектах (в т.ч. при аварийных ситуациях) загазованных зон с концентрацией вредных веществ, превышающей предельно допустимые санитарные нормы;

– границы этих зон, а также локальные участки с опасной концентрацией сероводорода;

– возможность и интенсивность сульфидно-коррозионного растрескивания металла оборудования и технических средств, контактирующих с агрессивной средой, с учетом параметров и критериев требований приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 г. № 101;

– необходимые мероприятия и уровень защиты при ведении работ в условиях потенциальной и реальной угроз безопасности работников.

5.2 Охрана окружающей среды

Разработка Дулисьминского месторождения, как и предшествующая, будет производиться с учетом правовых, экономических и социальных требований по охране окружающей среды, промышленной безопасности и санитарно-эпидемиологического благополучия населения, предъявляемых Конституцией Российской Федерации, Федеральными законами: «Об охране окружающей среды», «О недрах», «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Об экологической экспертизе», «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», «Об охране атмосферного воздуха», «О животном мире», «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации», «О плате за землю», «О плате за пользование водными объектами», «Об отходах производства и потребления», Земельным кодексом РФ, Водным кодексом РФ, Лесным кодексом РФ; иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, нормативными и инструктивно-методическими документами федеральных органов исполнительной власти Российской Федерации и Иркутской области.

Все технико-технологические решения и виды работ (отдельные операции) при строительных работах, разбуривании месторождения и нефтедобыче должны удовлетворять требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624), ориентироваться на минимизацию ущерба окружающей природной среды и рациональное использование природных ресурсов, отвечать требованиям и придерживаться рекомендаций по природоохранным мероприятиям РД 39-133-94. Кроме того, вводится ряд дополнительных мероприятий по охране отдельных компонентов окружающей природной среды, рассматриваемых ниже.

Охрана атмосферного воздуха должна производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 17.2.1.01-76, ГОСТ 17.2.3.02-78.

Для охраны атмосферного воздуха от химического и шумового загрязнения рекомендуются следующие природоохранные мероприятия:

- закрытая полностью герметизированная система сбора и сепарации нефти и газа;
- первоочередное сооружение газопровода и организация внешнего транспорта добываемого попутного нефтяного и свободного «прорывного» газа для утилизации на промышленных объектах за пределами месторождения;

- использование газотурбинной электростанции для утилизации попутного нефтяного и свободного «прорывного» газа для выработки электрической энергии для нужд промысла;
- применение электрокотлов для теплоснабжения объектов промысла (вахтового поселка, ЦПС);
- применение буровых установок с приводом от электроэнергии, вырабатываемой газотурбинной станцией;
- снижение объема выделения загрязняющих веществ от неорганизованных источников выбросов за счет надежной схемы обвязки технологического оборудования;
- организация санитарно-защитных зон вокруг ЦПС и кустовых площадок;
- выбор высоты источников выбросов, позволяющей улучшить рассеивание вредных примесей;
- инструментальный контроль за содержанием загрязняющих веществ в воздухе рабочей и санитарной зон;
- контроль, автоматизация и телемеханизация технологических процессов для предупреждения аварийных ситуаций, соответственно уменьшения выбросов вредных веществ в атмосферу за счет точного соблюдения заданных технологических параметров;
- соединение всех производственных модулей с факельной системой для сбора и сжигания газа на случай нарушения нормального технологического режима ведения производственного процесса и при сбоях в работе оборудования;
- применение оборудования, сертифицированного на соответствие требованиям промышленной безопасности;
- выбор запорно-регулирующей арматуры и технологического оборудования, соответствующих рабочим параметрам процесса и коррозионной активности среды;
- снижение выбросов автотранспорта;
- применение глушителей шума на двигателях;
- профилактика оборудования, предупреждение аварий и противопожарные меры.

Охрана водных объектов должна производиться в соответствии требованиями ГОСТ 17.1.3.05-82, ГОСТ 17.1.3.06-82, ГОСТ 17.1.3.12-86, ГОСТ 17.1.3.13-86, СанПиН 2.1.5.980-00.

Для охраны поверхностных и подземных вод от химического, микробиологического загрязнений, нарушения поверхностного и подземного стоков вод рекомендуются следующие природоохранные мероприятия:

- расположение объектов нефтедобычи - площадок кустового бурения скважин, площадки ДНС-ЦПС и коридоров коммуникаций (за исключением участков переходов через реки) за пределами водоохранных зон;
- система сбора нефти месторождения должна предусматривать минимальное количество переходов линейных сооружений через реки и

максимально возможное сокращение протяженности трубопроводов и автодорог в водоохранных зонах;

- соблюдение режима водоохранных зон рек;
- установка запорной арматура по концам участков подводных переходов, в том числе через заливаемые поймы, и в промежутках между ними;
- переход нефтепроводов под дорогами и над водными преградами в защитных стальных футлярах с устройством ряжевых опор вне площади водной поверхности водотоков при максимальных уровнях 1% обеспеченности;
- завоз грунтов и строительных материалов, а также строительство нефтепроводов, в месте прохождения их через поверхностные водотоки, в зимний период при установившемся ледовом покрытии рек;
- использование для водоснабжения промысла только подземных вод;
- нормирование забора подземных вод;
- учет использования подземных вод с помощью водосчетчика, установленного в станции водоочистки (вахтовый поселок);
- гидроизоляция и обваловка площадок ДНС-ЦПС, кустовых площадок, площадок для хранения ГСМ и химреагентов суглинистым грунтом на высоту 1 м для предотвращения растекания загрязненных дождевых вод и аварийных проливов нефтепродуктов и сточных вод;
- твердое покрытие технологических площадок и резервуарных парков и их ограждение бордюром или земляным валом из суглинков для предотвращения попадания в грунт нефтепродуктов в водную среду при их аварийном розливе (утечки сливаются в дренажный колодец и вывозятся в резервуар хранения нефти);
- хранение и транспортировка опасных для окружающей среды веществ 3 и 4 класса опасности по ГОСТ 12.1.007-76 (нефть и нефтепродукты, нефтяной газ, конденсат, деэмульгатор, метанол, ингибиторы коррозии и парафиноотложений) с соблюдением требований нормативных документов в части учета мер техники безопасности и промсанитарии;
- устройство бетонного корыта для удержания всего объема метанола в случае разгерметизации емкостей с метанолом на ПСН и ЦПС;
- установка противофонтанной арматуры, исключающей аварийный выброс нефти и газа;
- заправка топливом и текущий ремонт строительной техники на специально оборудованной площадке с твердым гидроизоляционным покрытием и обвалованной суглинком;
- ремонт и капитальное обслуживание строительной техники на производственной базе (п. Верхнемарково);
- устройство водопропускных и водоотводящих сооружений на автодорогах, исключающее подпор грунтовых вод и подтопление территории поверхностными водами;
- периодический визуальный контроль за состоянием водорегулирующих сооружений;

- очистка и обеззараживание хозбытовых сточных вод;
- очистка пластовых вод и производственно-дождевых стоков на горизонтальных отстойниках до уровня содержания в воде нефтепродуктов 5-10 мг/л и механических примесей до 5-10 мг/л;
- утилизация твердых производственных и бытовых отходов, предварительное их складирование на специально оборудованных площадках, хорошо защищенных от загрязнения подземных вод;
- утилизация буровых отходов и продуктов испытания скважин;
- использование сточных вод ДНС-ЦПС, прошедших очистные сооружения, для системы ППД;
- повторное использование воды в технологических процессах при строительстве скважин;
- минимально необходимое использование пресных подземных вод для нужд технического водоснабжения;
- техническая и биологическая рекультивация загрязненных участков буровых площадок;
- устройство навесов над технологическим оборудованием, установленным на открытых площадках;

Разработка месторождения должна вестись в соответствии с Законом Российской Федерации «О недрах» и «Правилами охраны недр» (ПБ 07-601-03), устанавливающими порядок стандартов (норм, правил) по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, по охране недр и окружающей природной среды.

В 2000 г. ООО «НК Дулисьма» получила лицензию на право пользования недрами ИРК 01628 НР на геологическое изучение и добычу углеводородного сырья и попутных компонентов на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении (рег. №1098 от 12.10.2000г. в Иркутском ТГФ). Срок действия лицензии – август 2019 г.

Для охраны недр (геологической среды) от загрязнения и нерационального потребления природных ресурсов рекомендуются следующие природоохранные мероприятия:

- разработка месторождения строго в соответствии с проектной документацией;
- контроль за технологическими параметрами разработки;
- цементирование устий скважин, интервалов испытания и залегания водоносных горизонтов;
- контроль за техническим состоянием эксплуатационных колонн скважин;
- обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов нефти;
- закачка в недра с целью утилизации в системе ППД только вод, прошедших предварительную очистку до нормативных показателей;
- сокращение объемов использования строительных песков, за счет применения бурового шлама в качестве строительного материала;

- применение нетканых синтетических материалов типа «Дорнит», «Терффил», «Геоком Д-600» и «ДТ-360» при отсыпке земляного полотна автодорог для предотвращения осадок грунта и развития эрозионных процессов;
- сохранение мохорастительного покрова как естественного терморегулятора в основании автодорог и насыпных площадок;
- производство работ по устройству дорожных насыпей и кустовых площадок в холодное время года.

Параметры и типы буровых растворов и химические реагенты для их обработки выбраны с учетом следующих требований охраны окружающей среды и промышленной безопасности:

- наличия токсикологического паспорта и гигиенического сертификата на компоненты бурового раствора;
- снижения до минимума техногенной нагрузки на окружающую среду;
- предупреждения осложнений в процессе бурения и крепления скважин.

Для охраны ландшафтных компонентов (почв, растительности) от загрязнения, нарушения и деградации рекомендуются следующие природоохранные мероприятия:

- сокращение площади землеотвода за счет кустования скважин и применения наклонно-направленного и горизонтального бурения;
- сокращение размеров площадок за счет максимально плотного размещения объектов;
- уменьшение площади землеотвода за счет строительства трубопроводов, автодорог, ЛЭП в едином техническом коридоре коммуникаций;
- создание и поддержание в целостном состоянии обвалования площадок ДНС-ЦПС и кустовых площадок с целью ограничения растекания аварийных разливов нефти и сточных вод;
- размещение площадных и линейных сооружений с учетом землеустроительных требований;
- противопожарные меры;
- профилактика и ликвидация последствий аварий;
- противоэрозионные меры;
- инженерно-геокриологический мониторинг при сооружении и эксплуатации основных нефтепромысловых объектов и профилактические мероприятия по предотвращению развития неблагоприятных мерзлотных процессов и явлений;
- техническая и биологическая рекультивация земель, нарушенных в результате строительства и эксплуатации промысла.

Техническая рекультивация земель включает в себя следующие мероприятия:

- снятие и складирование растительного слоя на участках строительства;
- планировка территории строительства;
- уборка строительного мусора;
- восстановление нижнего плодородного слоя.

К мероприятиям по биологической рекультивации относятся:

- восстановление верхнего плодородного слоя;
- посев семян многолетних растений.

Для охраны растительного покрова при освоении месторождения следует выполнять следующие требования при строительных работах:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травяного, лишайникового и мохового покровов, в том числе в пределах отводов земель во временное пользование;
- не допускать сброса вод на рельеф;
- произвести очистку территории от порубочных остатков и ликвидировать их путем утилизации, захоронения или сжигания в пожаробезопасный период;
- производить строительно-монтажные работы и завоз материалов в зимний период в целях уменьшения воздействия строительных машин на напочвенный растительный покров.

На землях временного землеотвода и других участках, на которых произошло нарушение почвенно-растительного покрова, должны быть проведены рекультивационные работы, включающие техническую и биологическую рекультивацию, в том числе посев многолетних трав. Рекультивация территории должна проводиться в соответствии с ГОСТ 17.5.3.05-84.

Охране растительности способствует также большая часть мероприятий, направленных на охрану атмосферного воздуха, водных объектов, земель и ландшафтов.

Для охраны животного мира от негативного воздействия рекомендуются следующие природоохранные мероприятия:

- предотвращение загрязнения территории отходами производства;
- минимизация объемов работ в весенний период;
- прокладка всех трубопропроводов в подземном варианте или наземном на высоте не более 0,5 – 0,6 м., устройство переходов через автодороги для мигрирующих животных для сохранения путей их миграции;
- запрещение ввоза оружия (кроме охраны) и охоты для персонала, работающего на территории нефтепромысла;
- меры по снижению шумовой нагрузки и световых излучений;
- защитные меры, предупреждающие попадание под воздействие токов короткого замыкания на животных, т.е. обеспечение соответствующего уровня автоматики и релейной защиты;
- запрещение проезда транспортных средств по произвольным, не установленным маршрутам;

- запрет на содержание домашних животных (собак, кошек) на нефтепромысле.

Рыбоохранные мероприятия включают в себя:

- размещение площадок обустройства вне водоохранных зон поверхностных водотоков;
- прокладка нефтепроводов при переходе через поверхностные водотоки в футляре с установкой отсекающих задвижек по обоим берегам реки;
- устройство ряжевых, заполненных щебнем опор для прокладки нефтепроводов, вне водной поверхности водотока при прохождении максимальных расходов по рекам 1% обеспеченности;
- завоз строительных материалов на промысел в зимний период по автозимникам, при установившемся ледовом покрытии рек.

На весь период эксплуатации Дулисьминского месторождения планируется организация экологического мониторинга. Система производственного экологического мониторинга должна осуществлять:

- контроль источников воздействия на окружающую природную среду;
- контроль состояния окружающей природной среды.

Мониторинг должен производиться на всех стадиях создания и функционирования предприятия, включая бурение, строительство, добычу, подготовку и транспорт нефти.

Объектами производственного экологического контроля являются компоненты окружающей среды, промышленные выбросы, сбросы, отходы, условия труда, аварийные ситуации.

Результаты экологического мониторинга должны тщательно анализироваться с целью проверки эффективности природоохранных мероприятий, чтобы использовать опыт и вносить необходимые коррективы в природоохранную деятельность на дальнейшем этапе освоения месторождения.

Основная цель мониторинга - предотвращение отрицательных последствий, связанных с хозяйственной деятельностью человека.

Основные функции мониторинга включают:

- систематические наблюдения за современным состоянием природных компонентов и комплексов окружающей среды;
- выявление факторов и закономерностей антропогенного и естественного изменения объектов наблюдения во времени и пространстве;
- оценку изменений на основе использования определенных качественных и количественных показателей;
- прогнозирование изменений природных компонентов в результате антропогенного воздействия.

Локальный мониторинг носит комплексный характер, т.е. охватывает всю совокупность природных объектов: атмосферу, поверхностные и подземные воды, донные отложения и почвы.

Систематичность слежения за состоянием природной среды и оперативность получения информации, репрезентативность объектов наблюдений - необходимые условия эффективности мониторинга.

Экологический контроль на месторождении должен осуществляться надежными и высокоточными приборами, аккредитованной лабораторией. Недропользователь передает полученные материалы экологического мониторинга за каждый отчетный календарный год в территориальный комитет по охране окружающей среды и природных ресурсов.

В настоящее время на месторождении производится производственный локальный экологический мониторинг. Дальнейшая разработка месторождения, сопровождающаяся с сооружением новых нефтепромысловых объектов, требует существенного расширения наблюдательной сети экологического мониторинга.

Для проведения производственного экологического мониторинга должна быть разработана в качестве руководящего документа «Программа экологического мониторинга территории Дулисьминского месторождения», в которой должны быть указаны номера, количество, местоположение постов экологического контроля и контролируемые ингредиенты для всех видов мониторинга (компонентов окружающей среды) и методики определений.

5.3 Общая характеристика опасных и вредных производственных факторов

Опасности нефтяной промышленности обусловлены прежде всего физическими и химическими свойствами нефти и нефтяного газа, их взрывчатостью при определенных условиях и токсичностью.

В таблице 4.6 приведен ряд наиболее распространённых производственных факторов.

Таблица 4.6 – Опасные и вредные производственные факторы

ОВПФ перечень	Источники и причины возникновения	Средства защиты индивидуальные	Средства защиты коллективные
Повышенный уровень шума	1. Дизельные электростанции 2. Производственные котельные на жидком топливе 3. Вентиляционные системы 4. Производственное оборудование 5. Технологический транспорт и спец	применение средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши).	1. снижение звуковой мощности источника звука; 2. размещение рабочих мест с учетом направленности излучения от источника звука; 3. акустическая обработка помещений (применение

	техника		звукопоглощения облицовки, штучные, объемные поглотители различных конструкций, подвешенные к потолку помещений). 4. применение звукоизоляции (глушители).
Повышенный уровень вибрации	1. Вентиляционные системы 2. Производственное оборудование 3. Технологический транспорт и спец техника		1. применением вибробезопасных машин; 2. применение средств виброзащиты, снижающих, воздействующую на рабочих вибрацию, на путях ее распределения; 3. проектированием технологических производств и помещений, обеспечивающих не превышающие гигиенических норм вибрации на рабочих метах; 4. организационно технологическими мероприятиями, направленными на улучшение эксплуатации машин, своевременный их ремонт и контроль вибрационных параметров; 5. разработкой рациональных режимов труда и отдыха.

Пыль	Отсутствие герметизации в помещении	Применение СИЗ органов дыхания человека (Респираторы, противогазы)	1. Рациональное размещение источников вредных выбросов по отношению к рабочим местам; 2. Удаление вредных веществ от источника образования по средствам местной или общеобменной вытяжной вентиляции; 3. Применение средств очистки воздуха от вредных веществ;
Электрический ток	1.человек не может дистанционно определить находится участок под напряжением или нет, и возможность получения электротравм имеет место не только при прикосновении, но и через шаговое напряжение и через электродугу. 2. оголенные провода 3.Ветхая электропроводка	1. диэлектрические перчатки и боты	1. резиновые коврики 2. отмостки 3. инструменты с прорезиненными рукоятками
Повышенная и пониженная температура	Печи, котлы, терморегулирующие установки, охлаждающие реагенты	Термозащитные костюмы	Терморегулируемое оборудование
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Рабочие места могут иметь не достаточную освещенность в ночное время суток	Фонарики	Осветительные приборы
Токсические ядовитые	Выхлоп транспорта, выбросы переработки	1. Защитные очки	Вентиляционные системы

газы	сырья	2. Маски-респираторы 3. противогазы	
Токсические ядовитые жидкости	Кислоты, агрессивные реагенты, легко воспламеняющаяся жидкость	1. Защитные очки 2. Маски-респираторы 3. Противогазы 4. Перчатки	1. Вентиляционные системы 2. Системы пожаротушения

5.4 Обеспечение безопасности работающих

Все работы в нефтяной промышленности связаны с высокой энерговооруженностью, механизацией, химизацией и т.д., которые представляют большую опасность для обслуживающего персонала.

В процессе добычи нефти промышленно–производственный персонал низшего производственного звена – операторы по добыче нефти подвергаются воздействию неблагоприятных метеорологических условий, выделяющихся в атмосферу легких фракций нефти и попутных газов. При выбросе в атмосферу большого количества попутного газа содержание кислорода в воздухе резко снижается, атмосфера насыщается парами нефти и сопутствующих веществ. Такое загрязнение воздушной среды может привести к интоксикации организма. Парафин, содержащийся в нефти, вызывает раздражение кожи и ряд серьезных кожных заболеваний.

Таблица 4.7 Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе на рабочих местах (согласно СН-245-71)

ВЕЩЕСТВО	ПДК, мг/м^3
Углеводороды	300
Пары соляной кислоты	10
H_2S с углеводородами	3

Большое значение имеет герметизация оборудования, исключающая загрязнение рабочей атмосферы, возможность взрывов, пожаров и отравлений. Большинство производственных процессов в нефтяной промышленности идут на открытом воздухе, часто при неблагоприятных метеорологических условиях. Нефтепромысловое эксплуатационное оборудование подвержено внешним воздействием, коррозии, низким температурам, что приводит к нарушению прочностных характеристик конструкций и их преждевременному разрушению.

Технологическим процессам присущи высокие давления, в них используются большие массы горючих жидкостей, агрессивные и токсичные вещества.

Кроме технологических факторов, на работу оператора в первую очередь влияют специфические климато-географические условия. К ним относятся низкие температуры, болотистая местность, а также отравления, взрывы, пожары.

При эксплуатации скважин обслуживающий персонал подвержен следующим опасностям:

Поражение электрическим током.

Отравление газом.

Поражение в результате взрыва.

Поражение в результате аварийной утечки нефти.

Высокий уровень электрификации промыслов и жесткие условия эксплуатации электрооборудования (влажность, перепад температур, наличие горючих, взрывчатых и агрессивных веществ) могут привести к электротравмам, возникающим при контакте с токоведущими частями, при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нормально токонепроводящих частях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов. Основными источниками высокого напряжения на месторождении являются установки ЭЦН и ШГН, оборудование по подготовки нефти. Вероятность того или иного поражения и его исход зависит от сочетания многих факторов: силы тока, пути тока в организме, времени действия, электрического сопротивления и состояния человека. Смертельно опасным являются переменный ток промышленной частоты силой более 100 мА. Электробезопасность может быть обеспечена только строгим выполнением требований действующих электротехнических нормативов. Все токоведущие части изолированы или помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током.

Опасность поражения человека взрывом, либо отравление газами или поражение при выбросе нефти возможны из-за неисправности арматуры скважины или сборного коллектора. Также возникновению взрыва может предшествовать искра, образовавшаяся в результате замыкания кабеля.

Основные мероприятия по обеспечению безопасных условий труда

На основании проведенного анализа и расчета заземления для безопасного обслуживания скважин предусмотрены следующие мероприятия;

Все рабочие, ИТР, работающие на кустовых площадках могут быть допущены к самостоятельной работе только после прохождения ими инструктажа по ТБ, пожарной безопасности, газобезопасности, стажировки на рабочем месте и проверки полученных ими знаний.

Обслуживающий персонал должен быть обучен и аттестован на соответствующую квалификацию.

Кроме того, работники, обслуживающие кустовые площадки должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, спецодеждой,

спецобувью, которые должны выдаваться по установленным нормам. Регулярно должны обеспечиваться молоком, моющими средствами. Раз в два года работники должны проходить медосмотр.

Станция управления скважинами, при установке наземного оборудования, на площадке обслуживания должна размещаться с расчетом обеспечения свободного входа и выхода наружу. Дверцы станций управления должны запираться на замок.

Бронированный кабель к устью скважины прокладывается по специальным опорам. По трассе, через каждые 50 м устанавливаются предупредительные знаки. Работы по монтажу, регулировке, снятию на ремонт и установке измерительных приборов и релейных аппаратов в станциях управления, а также переключений ответвлений в трансформаторах осуществляются двумя лицами электротехнического персонала при выключенной установке, блоке-рубильнике и со снятым предохранителем.

Замена блока рубильник-предохранитель и его ремонт непосредственно на станции управления могут выполняться при отключении напряжения сети 380 В от станции управления.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикосновение к кабелю, не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спуско-подъемных операциях. В случае длительных перерывов в эксплуатации скважин с нее должно быть полностью снято напряжение.

Во избежании отравления газами необходимо следить за герметичностью устьевой арматуры, сборных коллекторов.

Для предотвращения взрыво- и пожароопасности необходимо следить за исправностью электрооборудования.

Необходимо строгое соблюдение графиков ППР приборов.

Строгое соблюдение норм технологического режима.

Осуществление систематического контроля выполнения должностных инструкций, о соблюдении правил безопасности.

Своевременное выполнение мероприятий по подготовке к весеннему паводку.

Соблюдение мер по пожарной безопасности при эксплуатации, проведении пожаро – взрывоопасных работ.

Таким образом, намеченные мероприятия по охране труда обеспечивают и будут способствовать безопасному обслуживанию скважин.

Средства индивидуальной защиты

Средства защиты применяют для предотвращения или уменьшения воздействия на работающих опасных и вредных факторов.

К средствам индивидуальной предъявляются очень высокие требования. Проводятся тендерные комиссии по определению поставщика СИЗ, проводится входной контроль поступающих СИЗ, разрабатываются модели спецодежды в расчете на удобство эксплуатации, с учетом требований.

К средствам индивидуальной защиты работающих относятся спецодежда, спец обувь, головные уборы, рукавицы, перчатки, приспособления для защиты органов дыхания, зрения и слуха (противогазы, респираторы, очки, антифоны).

Защитные свойства спецодежды определяются тканями, из которых они изготовлены. К тканям предъявляются такие требования, как хорошие теплозащитные свойства, воздухопроницаемость, малая влагоёмкость.

Спецобувь предназначена для предохранения ног от механических повреждений и от действия кислот, щелочей, воды. Кроме того, она должна иметь хорошие теплоизоляционные свойства.

Защитные очки предохраняют глаза от механических повреждений и от попадания пыли, кислот, щелочей, лучистой энергии, вредных испарений.

Респираторы предназначены для очистки вдыхаемого человеком воздуха от пыли и капель жидкостей посредством фильтрации. Противогазы защищают человека от пыли, капель жидкости и вредных газов.

Таблица 4.7 Перечень СИЗ, рекомендуемых для рабочих основных профессий предприятия

Профессия рабочего	Рекомендуемые средства индивидуальной защиты из ассортимента	Сроки исполнения
Оператор по добыче	Костюм брезентовый (ГОСТ12.4.098-78) Костюм хлопчатобумажный (ГОСТ12.4.109-82) Костюм нефтяника зимний (ТУ1708.124-80) Комплект мужской одежды для операторов (ТУ17-08-136-81) Сапоги резиновые (ГОСТ17.4.137-84) Сапоги утеплённые (ГОСТ17.4.137-84) Рукавицы брезентовые (ГОСТ12.4.109-82)	24 24 24 дежурный 12 18 2
Оператор по исследованию скважин	Костюм брезентовый (ГОСТ12.4.098-78) Костюм хлопчатобумажный (ГОСТ12.4.109-82) Костюм нефтяника зимний (ТУ1708.124-80) Комплект мужской спецодежды для операторов (ТУ 17-08-136-81) Сапоги резиновые (ГОСТ 17.4.137-84) Сапоги утепленные (ГОСТ 17.4.137-84) Рукавицы брезентовые (ГОСТ 12.4.109-82)	24 24 24 12 18 2

Заключение

В процессе выполнения работы на тему «Проект мероприятий для повышения нефтеотдачи скважин на месторождении ООО «НГДУ Дулисьминское», были предложены некоторые варианты увеличения нефтеотдачи на данном месторождении.

В результате составления были описаны предлагаемые решения, выполнено обоснование их эффективности и оценена коммерческая составляющая от их реализации.

Выполнен анализ геологического строения, текущего состояния разработки, выработки запасов, энергетического состояния объекта, анализ фонда скважин, проведена оценка основных геолого-технических мероприятий, применяемых на месторождении.

Дулисьминское месторождение, несмотря на достаточно давний срок своего открытия, относится к фонду новых месторождений. Процесс его эксплуатации находится на первой стадии. Однако за свою сравнительно не большую историю, оно успело поменять три схеме разработки, что не могло не сказать на эффективности проектных решений.

Более детальное изучение месторождения геофизическими, геохимическими, гидродинамическими и другими методами показывает, что та упрощённая модель месторождения, которая была сформирована на стадии его поисков и пробной эксплуатации, не отражает объективную реальность геологического строения объекта.

Уже сейчас в разработке месторождения наметился ряд противоречий. Так с другой стороны, отставание по таким показателям как ввод системы ППД, формирует предпосылки к снижению пластового давления на участках отбора и как следствие падание добычи. Между тем, не исключен вариант, что при запуске системы ППД, её эффективность будет очень низка, в следствии значительной расчлененности продуктивного пласта, его неоднородности, и неравномерном распределении фильтрационно-ёмкостных характеристик по разрезу. И значительно лучше это было бы установить на современном этапе эксплуатации, чем через 5-10 лет, когда будет построена внешняя система сбора и подготовки пластовой воды к закачке.

По уровню добычи, не смотря на отставание буровых работ и ввод новых скважин в эксплуатацию, НГДУ Дулисьминское, удаётся выполнять проектные решения по объему добычи.

Выполнение перевода добывающих скважин с фонтанной добычи на насосную и оптимизация, дали весьма неплохие результаты, с учетом уровня затрат на их проведения. С учетом этого, другие рассмотренные в работе ГТМ, направленные на повышения добычи скважин, будут тоже эффективны.

В ближайшие несколько лет, с учетом имеющегося отставания по разбуриванию месторождения фондом добывающих и нагнетательных скважин, именно за счет выполнения ГТМ будет осуществлять выполнения проектной добычи.

Список используемых сокращений

КИН - коэффициент извлечения нефти;
НК - нефтяная компания;
НГП - нефтегазоносная провинция;
НГО - нефтегазоносная область;
АНПД - аномально низкое пластовое давление;
ВНК - водо - нефтяной контакт;
ГНК - газо - нефтяного контакт;
ГИС - геоинформационные системы;
ОПЭ - опытно - промышленная эксплуатация;
ПВО - противовыбросовое оборудование;
ФБ - фильтры беспроволочные;
ФГС - фильтры для горизонтальных скважин;
АСПО - асфальтосмолопарафинистые отложения;
ППД - поддержание пластового давления;
НИЗ - начальные извлекаемые запасы;
НБЗ - начальные балансовые запасы;
ГШ - газовая шапка;
ПМД - перевод на механизированную добычу;
ОПЗ - обработка призабойной зоны;
ГТМ - геолого - технические мероприятия;
ЭЦН - электроцентробежные насосы;
УЭЦН - установка электроцентробежного насоса;
КВЧ - количество взвешенных частиц;
НКТ - насосно - компрессорные труба;
ГНО - глубинно-насосное оборудование;
ГНЗ - газонефтяные зоны;
ВНЗ - водонефтяные зоны;
ГС - горизонтальная скважина;
ГРП - гидроразрыв пласта;
ИЭР - инвертно - эмульсионные растворы;
МУН - методов увеличения нефтеотдачи;
НПАВ - неионогенные поверхностно-активные вещества;
ВИР - водо - изоляционные работы;
РИР - ремонтно-изоляционные работы.

Список использованных источников

1. Методические указания по выполнению выпускной квалификационной работы для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки бакалавров 21.03.01 - «Нефтегазовое дело», профиля - Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти.

2. Стандарт организации ИрНИТУ СТО 005-2015 - Оформление курсовых проектов (работ) и выпускных квалификационных работ технических специальностей

3. РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

4. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 N 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

5. Карта месторождений горючих полезных ископаемых Иркутской области [http://www.vsegei.com/ru/info/gisatlas/sfo/irkutskaya_obl/41_rk_mpi_gor_pi.jpg]

6. Карта геофизической изученности. Гравиразведка [http://www.vsegei.com/ru/info/gisatlas/sfo/irkutskaya_obl/31_geof_iz_grav.jpg].

7. Технологическая схема (проект) опытно-промышленной разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения. Отчет НИР, Иркутский НТЦ филиал ООО «ВолгоУралНИПИгаза», Иркутск, 2000 г.

8. Воробьев В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Сибирской платформы (на примере Верхнечонского месторождения)/Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторожденик, №10, октябрь 2013. С.-27-33.

9. А.С. Немченко-Ровенская, Е.Г. Арешев, Т.Н. Немченко, О.Н. Яковлев. Углеводородные системы Восточной Сибири – главный объект поисково-разведочных работ в XXI веке/Недропользование 21 век. №2 (33), 2012, с.32-36.

10. Кременецкий А.А., Архипова Н.А. Состояние и перспективы освоения МСБ редких металлов/Разведка и охрана недр, 4-2013. С.35-45

11. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2004 г.

12. Технологическая схема разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, ООО «Гео Дэйта Консалтинг», 2006 г.

13. Дополнение к технологической схеме разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, ООО «Петродата консалтинг», 2011 г.

14. Григорьева В.А., Отчет по пересчету запасов нефти и газа Дулисьминского месторождения, Иркутская область, Киренский район, ООО «Ненецкий НИПИнефть», 2004г

15. Дополнение к технологической схеме разработки Дулисьминского нефтегазоконденсатного месторождения, ООО «СЖЖ Восток», 2013 г.

16. И.Т.Мищенко. Расчеты в добычи нефти.,М., «Недра» 1989 г.

17. Акулич А. В. Взаимное влияние растущей трещины гидроразрыва и природного разлома коллектора пласта: дис. ... кандидата физико-

математических наук: 01.02.05 / Акулич Анна Валерьевна. – Москва, 2011. 169 с.

18. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986. 165 с.

19. Пандей С. К. Анализ проблематики проектирования и проведения гидравлического разрыва пласта / С. К. Пандей ; науч. рук. А. В. Епихин // Проблемы геологии и освоения недр: труды XIX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летнему юбилею Победы советского народа над фашистской Германией, Томск, 6-10 апреля 2015 г.: в 2 т. — Томск: Изд-во ТПУ, 2015. — Т. 2. — [С. 358-360]

20. Майкл Экономидис. Унифицированный дизайн гидроазрыва пласта. Орса Пресс Алвин, шт. Техас. Перевод: М. Углов/ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 2004 г.

21. Дияшев И.Р., Небесный А.И., Гиллард М.Р. Супер – ГРП повышает рентабельность разработки Ачимовской свиты Ярайнерского месторождения // Нефтегазовое обозрение, 2002.

22. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. М.: Недра, 1986. — 165 с., Меликбеков А.С. Теория и практика гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1967. -141 с., Майкл Экономидис. Унифицированный дизайн гидроазрыва пласта. Орса Пресс Алвин, шт. Техас. Перевод: М. Углов/ПетроАльянс Сервисис Компани Лимитед, Москва, 2004 г.

23. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. Москва: изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. — 296 с.

24. Ахметов А.А. Капитальный ремонт скважин на Уренгойском месторождении. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. 219 с.

25. Клещенко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Овчинников В.П. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Учебное пособие. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 386 с.

26. Зозуля Г.П. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах / Г.П. Зозуля, И.И. Клещенко, М.Г. Гейхман и др. – Тюмень: ТНГУ, 2002. – 123 с.