**Казанский Федеральный Университет**

**Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов Kazan Federal University.**

**Department of oil & gas technology and carbon materials**

**Проектирование возможного использования Южно-Луговского месторождения для хранения водорода**

**Designing the possible use of the Yuzhno-Lugovskoye field for hydrogen storage**

**Гелеверя Глеб Владимирович, Geleverya Gleb1**

**Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich2**

**Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrahmanovich3**

магистрант кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов1

кандидат технических наук, доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, член экспертного совета Российского Газового общества (РГО),

и.о. руководителя группы «Водородная и альтернативная РГО, профессор РАЕ2

доктор технических наук, профессор,

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов 3

УДК 553.9. Шифр научной специальности ВАК: 1.4.12. «Нефтехимия»

E-mail : geleverya21@internet.ru, [kemalov@mail.ru](mailto:kemalov@mail.ru)

**Аннотация** в условиях глобального перехода к возобновляемым источникам энергии и снижения выбросов парниковых газов, исследование возможностей хранения водорода приобретает высокую актуальность. Водород, как перспективный энергоноситель, требует надежных и экономичных способов хранения, и подземные хранилища газа могут стать одним из решений. Целью данной работы является исследование потенциала использования подземного хранилища газа на Южно-Луговском месторождении Анивского района для хранения водорода. Для достижения поставленной цели, был проведен анализ геологического строения Южно-Луговского месторождения с точки зрения его пригодности для строительства, а также выполнен расчет основных параметров, адаптированных для хранения водорода. Ведущим подходом в данном исследовании является теоретический анализ, основанный на изучении геологических данных и моделировании процессов хранения. Результаты проведенных исследований включают оценку вместимости хранилища, определение оптимальных рабочих давлений, оценку устойчивости коллектора к воздействию водорода, а также расчет необходимого компрессорного оборудования. На основании проведенного анализа сделан вывод о возможности применения Южно-Луговского месторождения для хранения водорода, с учетом соблюдения всех необходимых мер безопасности и эффективности. Данные результаты могут быть использованы для дальнейших практических исследований и реализации проектов в области водородной энергетики.

**Ключевые слова**: подземное хранилище газа, хранилище водорода, Южно-Луговском месторождение, вместимости хранилища, оптимальное рабочее давление.

**Abstract** in the context of the global transition to renewable energy sources and reduction of greenhouse gas emissions, the study of the possibilities of hydrogen storage is becoming highly relevant. Hydrogen, as a promising energy carrier, requires reliable and economical storage methods, and underground gas storage facilities can be one of the solutions. The purpose of this work is to study the potential of using an underground gas storage facility at the Yuzhno-Lugovskoye field in the Anivsky district for hydrogen storage. To achieve this goal, an analysis of the geological structure of the Yuzhno-Lugovskoye field was carried out in terms of its suitability for the construction of, as well as the calculation of the main parameters of adapted for hydrogen storage. The leading approach in this study is a theoretical analysis based on the study of geological data and modeling of storage processes. The results of the conducted research include an assessment of the storage capacity, determination of optimal operating pressures, assessment of the collector's resistance to hydrogen, as well as calculation of the necessary compressor equipment. Based on the analysis, it was concluded that the Yuzhno-Lugovskoye field could be used for hydrogen storage, taking into account compliance with all necessary safety and efficiency measures. These results can be used for further practical research and implementation of projects in the field of hydrogen energy.

**Keywords**: underground gas storage, hydrogen storage, Yuzhno-Lugovskoye field, storage capacity, optimal operating pressure.

**Введение (Introduction)**

Объектом разработки является исследование технических и геологических условий создания подземного хранилища газа на Южно-Луговском месторождении. В результате ряда исследований данного пласта сделан предварительный вывод, что горизонт способен выступать в качестве подземного хранилища газа (ПХГ), также определены максимальное и минимальное давления в хранилище, необходимое количество новых скважин, и производительность компрессора, выбран тип компрессорного агрегата. В настоящее время роль ПХГ значительно возросла. Перспективы водородных ПХГ выглядят многообещающими, но для их успешного внедрения необходимы значительные усилия в области научных исследований, технологических разработок, государственного регулирования и экономической поддержки. Для сокращения затрат можно в перспективе использовать уже имеющихся хранилищ. Преодоление технических вызовов и создание благоприятных условий для инвестиций позволят в полной мере реализовать потенциал водородных ПХГ как ключевого элемента будущей энергетической системы. Из 150 крупных промышленных аварий в СССР (1970–1989 гг.), 27 были связаны со взрывами водорода, часто в замкнутых помещениях. Создание в СССР в 1960–1980 гг. инфраструктуры для жидкого водорода (ЖН2), включающей производство (до 12 тыс. т/год), хранилища (до 11 тыс. м3) на базе горизонтальных и шаровых резервуаров, баллонов, автомобильных и железнодорожных цистерн, потребовало значительных исследований в области взрывобезопасности. Водородно-воздушные смеси взрывоопасны в широком диапазоне концентраций (4-75%), детонируют в диапазоне 18,3-74%, а энергия зажигания составляет всего 0,019 мДж. Водород горит невидимым пламенем (T=2200 K), распространяется со скоростью 2,7 м/с, но радиация пламени меньше, чем у углеводородов. Тротиловый эквивалент взрыва водородно-воздушной смеси составляет 10,6 кг/кг Н2, что вдвое больше, чем у метана (4,8 кг/кг).

Будущее водородных ПХГ связано с развитием технологий, снижением затрат и формированием четкой нормативно-правовой базы. Это позволит водороду стать важным источником энергии и способствовать декарбонизации экономики.

Целью данной работы является исследование возможности использования подземного хранилища газа на Южно-Луговского месторождения Анивского района для хранения водорода. Для достижения поставленной цели автор проводит анализ параметров геологического строения Южно-Луговского месторождения с точки зрения строительства ПХГ; анализирует расчет основных параметров ПХГ для хранения водорода.

**Материалы и методы исследования (Materials and Methods)**

## **1 Общие сведения о месторождении**

Южно-Луговское месторождение относятся к Анивским газовым месторождениям, разрабатываемым в настоящий период. Оно расположено в южной части острова Сахалин, в северо-восточной прибрежной полосе полуострова Крильон и приурочено к юго-западной части Сусунайской низменности.

В административном отношении месторождение располагается на территории Анивского района Сахалинской области РФ. С районным центром - г. Анива. С юга на север, вдоль восточной границы площади месторождения Южно-Луговское проходит автотрасса Таранай-Анива-Холмск. Ближайшими к месторождению Южно-Луговское населёнными пунктами являются районный центр г. Анива и пос. Огоньки, отстоящие от контура месторождения на расстоянии, соответственно, 5 и 6 км. Рассматриваемое месторождение расположено в бассейне нижнего течения наиболее крупной реки Южного Сахалина - Лютоги. Естественную гидросеть района, помимо Лютоги, представляют её притоки - реки и ручьи Заречный, Люда, Луговой, Весёлый и др., а также ручьи, самостоятельно впадающие в залив Анива - Колхозный, Горный и др.

Орографически Южно-Луговское месторождение, за исключением западной границы площади, приурочивается к равнинной прибрежной низменности. Это плоская заболоченная, пологая, слабоволнистая поверхность с локальным развитием неглубоких (длиной 2,5 - 3 м) задернованных оврагов. Абсолютные высоты ее не превышают 15 - 18 м. Западным ограничением месторождения Южно-Луговское является подножие восточных склонов Камышового хребта.

В сейсмическом отношении Анивский район относится к восьмибальной зоне по шкале Меркали. Сейсмостанция в г. Южно-Сахалинске в течение года регистрирует несколько толчков силой 3 - 4 балла.

Климат района муссонный с проявлениями морского (преимущественно в периоды межсезоний). Морозный период устанавливается в конце ноября и длится до начала апреля. Устойчивый снежный покров - с середины декабря до середины апреля. Высота его на равнине не превышает одного метра, в распадках - достигает двух и более метров. Лето короткое, дождливое. Преобладающим направлением ветров в течение года является юго-западное. Средняя скорость ветра в зимние месяцы 3,6 - 3,8 м/с, в летние месяцы 2,2 - 2,3 м/с. Среднегодовая температура 4 - 5º С.

Экономически район достаточно освоен, особенно в сельскохозяйственном отношении.

# **2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения**

## **2.1 Характеристика геологического строения**

Изученный в Анивском прогибе геологический разрез снизу вверх представлен породами складчатого основания палеозой-мезозойского, а отложения собственно прогиба - верхнемелового и кайнозойского возрастов.

Верхнемеловые отложения (К2) вскрыты рядом скважин, где они представлены тёмно-серыми аргиллитами и алевролитами. Ряд исследователей выделяют здесь быковскую и красноярковскую свиты, но соотношение и объёмы этих свит, не установлены.

Кровля верхнемеловых отложений в пределах Южно-Луговской складки составляет (2 - 2,5) км.

Традиционно в кайнозойском разрезе района выделяется два подразделения:

* нерасчленённые олигоцен-миоценовые отложения, включающие аракайскую свиту олигоцена, а также холмскую и невельскую свиты миоцена;
* миоцен-плиоценовые отложения маруямской свиты.

Олигоцен-нижнемиоценовые отложения представлены нерасчленённой толщей, включающей в себя аракайскую (Р3ar), Холмскую (N1hl) и невельскую (N1nv) свиты. Сложены они вулканогенно-осадочными, реже нормально осадочными породами: туфоалевролитами, туфопесчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями и линзами туфов, туффитов и песчаников.

Туфоалевролиты тёмно-серые с коричневым оттенком, крепкие. Туфопесчаники тёмно-серые с коричневым оттенком, от мелко до крупнозернистых, крепко сцементированные. Алевролиты серые от тонко до мелкозернистых, крепкие, трещиноватые, с песчаной примесью, линзами угля, включениями углистого аргиллита, обломками раковин, туфогенные. Аргиллиты тёмно-серые, крепкие, с многочисленными плоскостями скольжения. Туфы и туффиты серые или тёмно-серые, алевритовые с тонкими трещинами, заполненными кварцем. Песчаники серые или светло-серые, от мелко до крупнозернистых, крепкие, туфогенные.

Вскрытая толщина комплекса на Южно-Луговском месторождении составляет от 200 до 400 м.

Верхней миоцен-плиоценовые (маруямская свита (N1-2mr)) отложения с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на нерасчленённой толще невельско-холмско-аракайского горизонта. По литологическому составу и режиму осадконакопления отложения подразделяются на две подсвиты: нижнемаруямскую (N1-2mr1) и верхнемаруямскую (N1-2mr2).

Нижнемаруямская подсвита (N1-2mr1) вскрыта всеми скважинами. Содержит залежи газа. Литологически разрез представлен тонким переслаиванием туфогенных песчано-алевритовых и глинистых пород. Породы плохо отсортированы, характеризуются высокой открытой пористостью и низкой проницаемостью. В разрезе нижнемаруямской подсвиты выделяются ряд пластов, толщины которых составляют от 10 - 15 до 80 - 100 м. В составе пластов-коллекторов преобладают плохо отсортированные алевролиты, содержащие примеси псаммитовых и пелитовых фракций; песчаники плохо и среднеотсортированные с примесью алевритоглинистых фаций. Как правило, пласты имеют сложное строение, подразделяясь на ряд пропластков. Толщина подсвиты составляет 600 - 800 м.

Верхнемаруямская подсвита (N1-2mr2) залегает на нижнемаруямской с размывом подстилающих горизонтов. Подсвита представлена толщей слабосцементированных песчаников, алевролитов и песков и прослоями глин. Толщина подсвиты составляет 600 - 670 м.

Четвертичные отложения (Q) на площади развиты повсеместно, покрывая сплошным чехлом коренные породы. Представлены они элювиальными и алллювиально-болотными отложениями. Толщина современных отложений местами достигает первых десятков метров.

Южно-Луговское газовое месторождение приурочено к одноименной локальной антиклинальной структуре, которая входит в состав Луговской антиклинальной зоны. В рассматриваемых пределах Луговская антиклинальная зона является горст-антиклинальной. Восточное дизъюнктивное ограничение - взбросонадвиг 3 представляется вторичным, образованным под воздействием взбросонадвига 1. Вместе с тем западная образующая горст-антиклинали - нарушение 4 отделяет Луговскую от интенсивно дислоцированной приразломной зоны ЦСР. Таким образом, Луговская антиклинальная зона сформирована как область с умеренным проявлением пликативно-разрывной тектоники. Она ориентирована в субмеридиональном направлении и состоит из нескольких локальных складок (с юга на север): Восточно-Луговская, Южно-Луговская, Заречная, Благовещенская, Луговская, Лютогская, Северо-Луговская. Имеется ряд оснований предполагать дальнейшее продолжение к югу этой антиклинальной зоны.

Антиклинальные структуры хорошо выражены по отложениям нижнемаруямского подгоризонта и превращаются чаще всего в структурную террасу по отложениям верхнемаруямского подгоризонта. Структурный план по отложениям невельско-холмско-аракайского горизонтов недостаточно изучен.

В Южно-Луговском месторождении выделяются три блока: Золоторыбный, Центральный и Северный, причём Золоторыбный блок ранее выделялся как отдельное месторождение. В результате проведённых в 2000 году ОАО «Востокгеология» геологоразведочных работ (сейсморазведка 2D и поисковое бурение) было установлено, что Золоторыбное месторождение является южным тектоническим блоком Южно-Луговской структуры. Дизъюнктивное обособление блока от центральной части Южно-Луговской структуры существует только по самым нижним продуктивным пластам (снизу вверх): XIIIб, XIIIа и XIIб.

Подразделение Южно-Луговской антиклинальной структуры на тектонические блоки утрачивается вверх по разрезу. Разрыв 7, разделяющий Золоторыбный и Центральный блоки, затухает к подошве XIIа пласта. Разрыв 6, разделяющий Центральный и Северный блоки, затухает к подошве Х горизонта, и выше по разрезу месторождение уже является единой антиклинальной складкой. При этом разрыв 6 по своему действию для XI пласта аналогичен дизъюнктиву 7, экранирующему газоносность пласта XIIа, (рис. 1А - Геологический разрез по профилю скважин 3- ЗЛ-7-ЗЛ-5А-12-ЮЛ-1-ЮЛ-13-ЮЛ-15-ЮЛ и рис. 2 А - Условные обозначения к геологическому разрезу; приложение А)

Северный блок, начиная с IХ горизонта вверх по разрезу, представляет собой свод Южно-Луговской структуры, в пределах которого расположены не ограниченные разрывами залежи пластов: III, IV, V, VI, VII, VIII.

На севере Южно-Луговская структура кулисно сочленяется с Заречной структурой, являющейся контрастным и значительным по размерам локальным поднятием, а на юге с давно изученной Восточно-Луговской структурой.

## **2.2 Основные параметры горизонтов**

Южно-Луговское месторождение является многопластовым и содержит залежи газа в отложениях нижнемаруямского подгоризонта на глубине 700 - 1400 м.

Газонасыщенными являются: III, IV, V, VII, IX, Xa, XI, XI-2, XIIа, XIIб, XIIб-1, XIIб-2, XIIIа, XIIIб пласты, сложенные алевритопесчаными породами. Тип коллектора - поровый. Их основные характеристики приводятся в табл.1 А (Характеристика залежей газа; приложение А)

Пласт XIIIб.

Установлено две залежи этого пласта:

в Золоторыбном блоке - по данным испытания в колонне и в соответствии с материалами ГИС (С1),

в Северном блоке - по данным ГИС (С2).

Золоторыбный блок. Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (2,4 × 1,2) км, высота - 61 м. Площадь газоносности 1529 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 18613 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 12 до 23 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-21,8 м, средняя газонасыщенная толщина - 12,2 м.

ГВК залежи пласта XIIIб в пределах Золоторыбного блока принимается на отметке -1385 м.

Северный блок.

Залежь газовая, пластовая, тороподобная, с севера и юга ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (0,5 × 0,7) км, высота - 27 м. Площадь газоносности 276,1 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 2300 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 21 до 25 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-17,1 м, средняя газонасыщенная толщина - 8,3 м.

ГВК залежи пласта XIIIб в пределах Северного блока принимается на отметке -1292 м.

Пласт XIIIа.

Наличие газовых залежей этого пласта установлено во всех трёх блоках месторождения данными испытания скважин в колонне, которым соответствуют материалы ГИС; это залежи с запасами категории С1.

Золоторыбный блок.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (2,4 × 1,5) км, высота - 68 м. Площадь газоносности 1758,6 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 27321 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 20 до 29 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-25,8 м, средняя газонасыщенная толщина - 15,5 м.

ГВК залежи пласта XIIIa в пределах Золоторыбного блока принимается на отметке -1368 м.

Центральный блок.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (0,9 × 1,35) км, высота - 44 м. Площадь газоносности 553 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 7477 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 20 до 28 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-18 м, средняя газонасыщенная толщина - 13,5 м.

ГВК залежи пласта XIIIa в пределах Центрального блока устанавливается на отметке -1324 м.

Северный блок.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (0,7 × 1,3) км, высота - 58 м. Площадь газоносности 707,5 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 9169 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 19 до 27 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-19,1 м, средняя газонасыщенная толщина - 12,9 м.

ГВК залежи пласта XIIIa Северного блока принимается на отметке минус 1293 м.

Пласт XIIб-2.

Наличие газовой залежи данного пласта в Золоторыбном блоке установлено по результатам испытания в колонне скважины №2 Золоторыбной и по соответствующим показаниям ГИС в разрезе этой скважины. Запасы газа по залежи отнесены к категории С1, что подтверждается установлением газоносности пласта ХIIб-2 данными ГИС ещё в ряде скважин Золоторыбного блока.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (2,5 × 1,5) км, высота - 58 м. Площадь газоносности 1841,5 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 11105 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 18 до 23 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-9,6 м, средняя газонасыщенная толщина - 6,03 м.

ГВК залежи пласта ХIIб-2 Золоторыбного блока принимается на отметке -1337 м.

Пласт XIIб-1.

Наличие газовой залежи пласта ХIIб-1 в Золоторыбном блоке определяется только на основании интерпретации данных ГИС, запасы по залежи отнесены к категории С2.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывом. Размеры залежи составляют (1,9 × 0,6) км, высота - 24 м. Площадь газоносности 484,4 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 2015 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 9 до 11 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-9,4 м, средняя газонасыщенная толщина - 4,2 м.

ГВК залежи пласта ХIIб-1 Золоторыбного блока принимается на отметке -1284 м.

Пласт XIIб.

Наличие двух газовых залежей пласта ХIIб с разными уровнями ГВК в Центральном и Северном блоках Южно-Луговского месторождения установлено данными испытания скважин в эксплуатационной колонне, которым соответствуют материалы ГИС; это залежи с запасами категории С1.

Центральный блок.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (0,8 × 1,7) км, высота - 68 м. Площадь газоносности 804 тыс. м2., объём газонасыщенных пород - 5819 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 21 до 37 м., эффективная и газонасыщенная толщины - 0 - 10,5 м., средняя газонасыщенная толщина - 7,2 м.

ГВК залежи пласта ХIIб Центрального блока принимается на отметке минус 1303 м.

Северный блок.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (0,7 × 1,4) км, высота - 52 м. Площадь газоносности 834,3 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 6352 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 28 до 36 м., эффективная и газонасыщенная толщины - 0 - 12,8 м., средняя газонасыщенная толщина 7,6 м.

ГВК залежи пласта ХIIб Северного блока принимается на отметке1257 м.

Пласт XIIa.

Наличие двух газовых залежей пласта ХIIа с разными уровнями ГВК в Центральном и Северном блоках Южно-Луговского месторождения, как и для залежей пласта ХIIб, установлено данными испытания скважин в колонне, которым соответствуют материалы ГИС; это залежи с запасами категории С1.

Центральный блок.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (1,8 × 1,7) км., высота - 61 м. Площадь газоносности 1522 тыс. м2., объём газонасыщенных пород - 4844 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 22 до 26 м., эффективная и газонасыщенная толщины -0-5,5 м, средняя газонасыщенная толщина -3,2 м.

ГВК залежи пласта ХIIа Центрального блока принимается на отметке минус 1261 м.

Северный блок.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (0,8 × 1,3) км., высота - 39 м. Площадь газоносности 781,2 тыс. м2., объём газонасыщенных пород - 2425 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 21 до 26 м., эффективная и газонасыщенная толщины -0-5,4 м., средняя газонасыщенная толщина -3,1 м.

ГВК залежи пласта ХIIа Северного блока принимается на отметке - 1212 м.

Пласт XI-2.

В результате анализа тектонических построений предполагается, что действие разрыва 6 (рис. 1А - Геологический разрез по профилю скважин 3- ЗЛ-7-ЗЛ-5А-12-ЮЛ-1-ЮЛ-13-ЮЛ-15-Юл и рис. 2 А - Условные обозначения к геологическому разрезу; приложение А.) вызвало формирование в Центральном блоке изолированной газовой залежи в средней и нижней частях XI горизонта при водоносности верхов его разреза. Это доказано данными испытания в колонне скважины № 5 Анивской пласта XI-2 (с получением притока сухого газа 5,7 тыс. м3/сут. через штуцер диаметром 2 мм) и XI-1 (с получением притока пластовой воды) и соответствующими показаниями ГИС. Залежь пласта XI-2 отнесена к резервуару с запасами категории С1.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (1,6 × 1,7) км, высота - 54 м. Площадь газоносности 1033,6 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 9001 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 8 до 20 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-20 м, средняя газонасыщенная толщина - 8,7 м.

ГВК залежи пласта ХI-2 Центрального блока принимается на отметке минус 1214 м.

XI пласт.

В пределах Северного блока Южно-Луговского месторождения по данным ГИС скважин №№ 11 и 13 Южно-Луговской устанавливается наличие сводовой «водоплавающей» залежи газа, категория запасов - С2.

Залежь газовая, сводовая, водоплавающая, ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (0,8 × 0,5) км, высота - 9 м. Площадь газоносности 245,01 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 659 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 23 до 28 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-23,8 м, средняя газонасыщенная толщина - 2,69 м.

ГВК залежи XI горизонта Северного блока принимается на отметке минус 1137 м.

Пласт Ха.

Газоносность данного пласта установлена в пределах Северного блока Южно-Луговского месторождения в результате испытания в колонне скважины №1 Южно-Луговской при соответствующих показаниях ГИС по четырём скважинам. Залежь отнесена к резервуару с запасами категории С1.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, с севера и юга ограниченная разрывами. Размеры залежи составляют (1,0 × 0,8) км, высота - 22 м. Площадь газоносности 605,4 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 4090 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 20 до 25 м., эффективная и газонасыщенная толщины - 0-17,1 м, средняя газонасыщенная толщина - 6,8 м.

ГВК залежи Xa горизонта Северного блока определяется на отметке минус 1067 м.

IX горизонт.

Его газоносность установлена в пределах Северного блока Южно-Луговского месторождения в результате испытаний скважин в колонне при соответствующих показаниях ГИС; это залежь с запасами категории С1.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, с севера и юга осложнённая разрывами. Размеры залежи составляют (1,1 × 1,2) км, высота - 46 м. Площадь газоносности 798,1 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 15251 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 28 до 34 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-26,8 м, средняя газонасыщенная толщина - 19,1 м.

ГВК залежи IX горизонта Южно-Луговского месторождения принимается на отметке -1050 м.

При этом в пределах Центрального блока наличие залежи предполагается только согласно структурным построениям, и здесь она относится к резервуару с запасами категории С2.

Залежь газовая, пластовая, водоплавающая, ограниченная разрывом. Размеры залежи составляют (0,3 × 0,8) км, высота - 20 м. Площадь газоносности 154,1 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 809 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 33 до 34 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-27,1 м, средняя газонасыщенная толщина - 5,25 м.

ГВК залежи IX горизонта Центрального блока принимается на отметке минус 1050 м.горизонт.

Его газоносность установлена в процессе проводки первого ствола скважины №13 Южно-Луговской (в последующем - скважины №14 Южно-Луговской). Объект не испытывался. Его ограничения в разрезе определены по интерпретации данных ГИС и в плане - структурными построениями; залежь VII горизонта - с запасами категории С2.

Залежь газовая, пластовая, сводовая, с севера ограниченная разрывом. Размеры залежи составляют (1,5 × 1,3) км, высота - 69 м. Площадь газоносности 1408,8 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 16278 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 39 до 42 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-20 м, средняя газонасыщенная толщина - 11,55 м.

ГВК залежи VII горизонта Южно-Луговского месторождения определяется согласно интерпретации данных ГИС на отметке - 947 м.

V горизонт.

Его газоносность прогнозируется согласно интерпретации данных ГИС, то есть запасы залежи относятся к категории С2. По структурным построениям - залежь газовая, пластовая, сводовая, водоплавающая, с севера ограниченная разрывом. Размеры залежи составляют 1,3 × 1,0 км, высота - 49 м. Площадь газоносности 962,1 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 5840 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 73 до 86 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-26,9 м, средняя газонасыщенная толщина - 6,1 м.

ГВК залежи V горизонта Южно-Луговского месторождения определяется согласно интерпретации данных ГИС на отметке -807 м.горизонт.

Его газоносность прогнозируется согласно интерпретации данных ГИС, по состоянию изученности её запасы отнесены к категории С2. По структурным построениям - залежь газовая, пластовая, сводовая, с севера ограниченная разрывом. Размеры залежи составляют (1,3 × 1,0) км, высота - 50 м. Площадь газоносности 875,4 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 3154 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 4 до 14 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-5,1 м, средняя газонасыщенная толщина - 3,6 м.

ГВК залежи IV горизонта Южно-Луговского месторождения определяется согласно интерпретации данных ГИС на отметке -780 м.

III горизонт.

Газоносность этого, самого верхнего в пределах рассматриваемой площади, номенклатурного горизонта нижнемаруямской подсвиты установлена при проводке второго ствола скважины №13 Южно-Луговской фиксацией интенсивного газопроявления. Ограничения залежи в разрезе определялись по интерпретации данных ГИС и в плане - структурными построениями; залежь III горизонта также отнесена по изученности к резервуару с запасами категории С2. Согласно структурным построениям - залежь газовая, пластовая, сводовая, водоплавающая. Размеры залежи составляют (1,1 × 0,5) км, высота - 25 м. Площадь газоносности 464,7 тыс. м2, объём газонасыщенных пород - 2158 тыс. м3. Общая толщина колеблется от 30 до 40 м, эффективная и газонасыщенная толщины - 0-32,5 м, средняя газонасыщенная толщина - 5,3 м.

ГВК залежи III горизонта Южно-Луговского месторождения определяется согласно интерпретации данных ГИС на отметке -669 м.

В период с 1999 по 2000 гг. на месторождении с отбором керна пробурено три скважины в Золоторыбном блоке (скважины №№ 6 Зл, 7 Зл, 8 Зл). Общая проходка с отбором керна составила 151 м, общий вынос - 88,3 м (59 %). Вынос керна пришелся на XIIIб, XIIIa, XIIб-2, XIIб-1 пласты и разделы между XIIб-1 и XIIб-2, XIIб-2 и XIIIa пластами. Литолого-петрофизическое изучение керна проводилось в лабораториях. Результаты исследований приведены в табл. 2 А (Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек Золоторыбного блока; приложение А.)

Газопродуктивный разрез Золоторыбного блока Южно-Луговского месторождения включает в себя залежи четырёх пластов (снизу вверх): XIIIб, XIIIа, XIIб-2 и XIIб-1. Толщина этого разреза составляет от 77 м в сводовой области блока до 102 м на западной периферии залежей.

Исходя из установленных нижних пределов проницаемости и глинистости произведено деление пород на коллектор - неколлектор (табл. 2 А - Сведения о литолого-физических свойствах пород продуктивных пластов и покрышек Золоторыбного блока; приложение А).

Средние значения для газонасыщенных частей пластов приведены в табл. 3А (Характеристика коллекторских свойств газонасыщенности Золоторыбного блока; приложение А).

Продуктивный разрез Золоторыбного блока залегает в интервале глубин 1285 - 1451 м. Керн изучен в интервале глубин 1299 - 1424 м.

Изученные коллекторы месторождения представлены песчаниками разнозернистыми, средне-тонко-мелкозернистыми, тонко-мелкозернистыми, мелко-тонкозернистыми, тонкозернистыми и алеврито-песчаниками.

Обломочная часть пород-коллекторов на 50 - 75 % состоит из кварца, на 15 - 25 % из полевых шпатов, обломки пород составляют 10 - 20 %. Количество цементирующего материала в коллекторах колеблется от 14,5 до 25,5 %. Большей частью цемент имеет базальный и поровый тип, реже контактно-пленочный, его распределение в породе неравномерное. Сложен он кремнисто-глинистым веществом, который представлен в основном смешаннослойным минералом иллит-смектит с количеством набухающих слоев до 80 %, в меньшем количестве отмечаются слюда, хлорит, опал-А, опал-кристобалит и цеолит-клиноптилолит.

Коллекторы месторождения относятся к поровому типу. Основная часть изученных пород характеризуется низкими фильтрационными свойствами (проницаемость от 1,68 до 36,4×10-3 мкм2), но наличие одного определения, равного 452×10-3 мкм2, и незначительная изученность слабо сцементированных пород позволяет предположить наличие в данном разрезе коллекторов со средними фильтрационными характеристиками.

Открытая пористость коллекторов характеризуется высокими значениями (23,8 - 32,5 % при насыщении пластовой водой, 23,8 - 30,7 % при насыщении керосином), что связано со значительным количеством в составе цемента пород смешаннослойного минерала иллит-смектит с большим количеством набухающих слоев.

Состав цемента также сказался на повышенных значениях (59,2 - 83,2 %) остаточной водонасыщенности.

Следует особо подчеркнуть чрезвычайно важный момент, что нижние пределы коллекторских свойств пород-коллекторов, рассчитанные при подсчете запасов, обосновывались всем массивом данных исследования керна месторождений Анивской группы и были приняты единые для всех месторождений. Они имеют следующие значения: проницаемость - 10-3 мкм2; глинистость - 33 % (определена по данным ГИС), остаточная водонасыщенность - 82,5 %. Нижний предел пористости определен не был.

Такие значения нижних технологических пределов не вызывают сомнения. Нижний предел проницаемости, равный 10-3 мкм2, характерен для ряда газовых месторождений Сахалина. Глинистость, равная 33 %, соответствует нижнему пределу глинистости для продуктивных одновозрастных отложений о. Сахалин. Значение нижнего предела остаточной водонасыщенности несколько высоко, это связано с составом цементирующего материала. Нижний предел для начальной газонасыщенности коллектора определить не предоставляется возможным из-за не достаточности исходного материала.

## **2.3 Физико-химические свойства и состав пластовой воды**

Воды месторождения представлены исследованиями 26 проб в ранее пробуренных поисково-разведочных скважинах №№ 1 Юл, 4 Юл, 5А Юл, 8 Юл, 1 Зл и 2 Зл. Испытания проводились бригадой ТОО «ГЕЛИКС». Методика вскрытия и опробования водоносных объектов была аналогичной для газовых пластов.

Подземные воды Южно-Луговского месторождения согласно гидродинамической расчленённости приурочены ко второму (II) водоносному комплексу Сусунайского артезианского бассейна. Данный комплекс представлен песчано-алеврито-глинистыми породами нижнемаруямского подгоризонта (верхний миоцен), толщина которого достигает 700 м. Чередование в разрезе комплекса выдержанных по простиранию проницаемых пластов и глинистых водоупоров предопределило существование в его недрах гидродинамического режима замедленного водообмена, когда гидравлическая связь подземных вод с дневной поверхностью происходит только в областях их питания и разгрузки.

Невысокая водообильность (дебит скважин 0,5 - 8,4 м3/сут.) пород II комплекса обусловлена низкими фильтрационными показателями его коллекторов. Но на отдельных участках (скважина 5А Юл) получены притоки воды 18 - 28 м3/сут. самоизливом, что свидетельствует о высокой продуктивности скважины и вскрытой ей части разреза.

Рассматриваемое месторождение тяготеет к окончанию короткого транзитного пути метеогенных вод, стекающих с северо-западных отрогов Южно-Камышовского хребта в направлении акватории Анивского залива. Этот подземный поток инфильтрационных вод, обладающих градиентом напора до 10 - 15 м/км в принципе является разрушающим по отношению к углеводородным залежам. Однако присутствующие в разрезе II комплекса диагональные и субширотные дизъюнктивы создали барьеры фронтальному стоку подземных вод и сформировали полузакрытые от вымывания участки.

Представляется, что сохранившиеся газовые залежи месторождения обязаны не только тектоническим экранам, но, возможно, в большей мере существованием в недрах продуктивного комплекса на изучаемой площади встречного (по отношению к инфильтрационному стоку) элизионного напора подземных вод, отжимаемых из прогибов Анивского залива. Другими словами, рассматриваемое месторождение приурочено к гидродинамическому барьеру, сформированному вдоль стыка инфильтрационных и элизионных вод Сусунайского субмаринного осадочного бассейна.

Поэтому в разрезе месторождения повсеместно встречены как инфильтрогенные (преимущественно гидрокарбонатно натриевого - ГНК - типа), так и седиментогенные (хлоркальциевого - ХК - типа) воды. Но по ионному составу пластовые воды в основном хлоридные натриевые. В отношении гидрокарбонатов наблюдается площадное изменение с некоторым снижением их содержания (от 1,1 - 1,4  до 0,6 - 1) в южном направлении, что обусловлено преобладанием роли вод ХК типа в составе пластовых вод. Все подземные воды месторождения малосульфатные (1 - 99 ), но в их концентрации также наблюдается тенденция снижения их количества от Северного блока к Золоторыбному.

Смешанность в пределах месторождения подземных вод разного генезиса подчеркивается и малым диапазоном изменения коэффициента метаморфизма вод, rNa / rCl = 0,96 - 1,05.

В содержании специфических компонентов (йода до 15, брома до 35 , бора до 150 ) обращает на себя внимание повышенная концентрация бора.

Состав водорастворённых газов преимущественно метановый с примесью углекислого газа (до 2,4 %). Тяжелые углеводороды присутствуют в ничтожном количестве (доли процента).

Пластовые воды месторождения относятся к слабощелочным (pH = 7,1 - 8,0) и жестким (сумма солей кальция и магния составляет 10 - 30 мг-экв.).

Геотермический режим месторождения характеризуется повышенными (относительно геотемпературного фона) значениями температур (50 - 52° С) в разрезе продуктивного комплекса. Соответственно и средний геотермический градиент на Южно-Луговском месторождении составляет 36° С/км.

При разработке залежей, помимо газонапорного режима, следует учитывать серьёзное влияние водонапорного режима, создаваемого напором инфильтрационных вод. Выражаться он будет (в зависимости от тектонической экранированности) в основном во фланговом подпоре газовых скоплений. Позитивный тыловой подпор с юга и юга-востока, осуществляется в основном элизионными водами. Например, скважина 5А Юл, вскрывшая в продуктивном разрезе напорные воды (самоизлив с избыточным давлением) ХК типа является показателем проявления водонапорного режима за счет напорного потенциала элизионных вод. Но недостатком данного режима является (при отборах газа) поступление ограниченных объемов отжимных вод и, как следствие, отставание во времени процесса поддержания пластового давления.

## **2.4 Анализ результатов гидродинамических исследований скважин и пластов, их продуктивной и энергетической характеристик**

Гидродинамические исследования залежей месторождения проводились с 1975 г. и по настоящее время, было выполнено 42 исследований в 13 скважинах (№№ 1 Юл., 5А Юл., 11 Юл., 12 Юл., 13 Юл., 14 Юл., 16 Юл., 2- Зл., 2 бис-Зл., 7-Зл., 8-Зл., 9-Зл., 10-Зл). В результате обработки данных по 9 продуктивным залежам IX, Xа, XI-2, XIIа, XIIб, XIIб-1, XIIб-2, XIIIа и XIIIб пластов определены коэффициенты фильтрационного сопротивления, гидро- и пьезопроводность.

Исследования скважин проводились по методу смены стационарных режимов фильтрации. При исследовании, вся продукция из скважины поступала в вертикальный сепаратор, где происходило разделение жидкости и газа. Жидкость из сепаратора поступала в мерную ёмкость, а газ проходил через прувер и сжигался на факеле. На каждом режиме работы скважины замерялись давления на устье, прувере и в сепараторе образцовыми манометрами, а температура в этих точках замерялась лабораторными термометрами. Пластовое и забойное давления замерялись глубинными манометрами, а температуры на забое - максимальным термометром. Также пластовые давления рассчитывались по статическому давлению на устье скважин.

Дебит газа рассчитывался по давлению и температуре на прувере. По полученным дебитам газа, пластовым и забойным давлениям, графически определены параметры уравнения притока. Дебит жидкости замерялся по времени наполнения мерной ёмкости. ,

С 2001 г. исследования скважин выполнялись сотрудниками ОАО «Востокгеология» и некоторые данные этих исследований вызывают сомнения, поэтому по некоторым скважинам были пересчитаны коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Полученные в результате исследований и их обработки коэффициенты фильтрационного сопротивления изменяются в пределах А = 0,166 - 4,969 ; В = 0,0036 - 0,7606 . Наблюдается ухудшение фильтрационных характеристик по данным исследованиям в Северном блоке XIIб пласта (скв. № 14 Юл) и XIIIа, XIIIб пластам Золоторыбном блоке (скв. № 7 Зл, № 8 Зл).

Величины пластовых давлений приближаются к гидростатическим, значения их изменяются от 10,91 МПа до 13,79 МПа по месторождению, пластовая температура возрастает с глубиной от 37о С до 49о С.

Скважины отрабатывались на 4-16 режимах (2мм-9мм), дебиты при этом изменялись от 7,2 тыс. м3/сут. до 29,4 тыс. м3/сут. при депрессии 2,17-7,19 МПа.

В процессе исследований и разработки месторождения содержимое породоуловителя при исследовании большинства скважин указывает на наличие на отдельных режимах гидратов, воды, реже песка. Судить о характере изменения фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне и в пласте затруднительно, так как постоянного учета выносимой жидкости и мехпримесей не проводился. Нужно отметить, что за период эксплуатации газовых залежей по скважинам выполнен недостаточный комплекс газодинамических исследований.

**3. Методы создания подземного хранилища газа в зависимости от геологотехнических условий.**

Сооружение подземных хранилищ в истощенном месторождении обычно выполняется в два этапа. На 1 этапе осуществляется проверка наземных промысловых объектов, ремонт и замена устаревших, износившихся частей. Решаются вопросы автоматизации, повышения производительности труда, охраны окружающей среды и источников питьевой воды. На этом этапе выполняется и промышленное заполнение хранилища газом. На 2 этапе производится испытание и циклическая эксплуатация хранилища.

Таким образом, подземные хранилища газа ПХГ в отработанных нефтяных или газовых пластах в период отбора газа представляют собой подобие газового промысла с интенсивным падением пластового давления. Поэтому в начале периода отбора газ подается за счет давления в газохранилище, а затем, когда давление падает, в работу включается КС. Следовательно, КС на подземных газохранилищах используется как для закачки газа в пласт, так и для подачи его потребителям при отборе. Поскольку газ, возвращаемый из пласта, часто бывает увлажненным и содержит механические примеси (главным образом песок), на ПХГ обязательно сооружают установки для очистки и осушки газа. Предусматривается также комплекс мероприятий для предупреждения образования гидратных пробок в скважинах и в системе их обвязки.

При проектировании строительства подземного хранилища в истощенном газовом месторождении определяют:

­ максимально допустимое давление;

­ минимально необходимое давление в конце периода отбора;

­ объемы активного и буферного газов;

­ число нагнетательно-эксплуатационных скважин;

­ диаметр и толщину стенок промысловых и соединительного газопроводов;

­ тип компрессорного агрегата для КС;

­ общую мощность КС;

­ тип и размер оборудования подземного хранилища для очистки газа от твердых взвесей при закачке его в пласт и осушки при отборе;

­ объем дополнительных капитальных вложений, себестоимость хранения газа, срок окупаемости дополнительных капитальных вложений.

После этого проводят ревизию технологического состояния скважин, оборудования устья, промысловых газопроводов, сепараторов, компрессоров, определяют виды ремонта, замены, а также необходимость строительства новых сооружений.

Особое внимание уделяют определению герметичности скважин, скорости и интенсивности процессов коррозии металлического промыслового оборудования и разработке мероприятий по борьбе с ней, комплексной автоматизации работы всех элементов оборудования подземного хранилища, повышению производительности труда, охране окружающей среды, источников питьевой воды в верхних горизонтах.

## **3.1. Геологические и технические условия создания ПХГ**

Породы пласта-коллектора должны иметь достаточную мощность, проницаемость, пористость и характеризоваться относительной литологической однородностью.

Численные значения физических параметров пласта-коллектора, предназначенного для использования в качестве хранилища, могут значительно изменяться. Тектонические нарушения всегда вызывают опасения с точки зрения герметичности покрышки над хранилищем. Наличие сбросов, надвигов и других нарушений существенно осложняет интерпретацию геологических и гидродинамических данных, затрудняет выбор схемы закачки газа, усложняет технологические расчеты и т. д.

При создании подземных хранилищ газа, как в истощенных месторождениях, так и в водонасыщенных пластах важное значение имеет правильное установление максимально допустимого давления в них.

Максимально допустимое давление в хранилище обусловлено многими геологическими и техническими факторами и, прежде всего, зависит от глубины залегания пласта; плотности, прочности и пластичности кровли пласта; способа создания хранилища и темпов закачки газа, предельного давления нагнетания компрессоров, выбранных для закачки газа в хранилище и для отбора газа из него.

На максимальное давление существенно влияют структурные и тектонические особенности пласта, кровли, подошвы, а также разреза пород над пластом.

Практика создания подземных хранилищ газа показывает, что при наличии глинистой покрышки мощностью больше 3 м максимально допустимое давление можно определить, исходя из нормального гидростатического давления, соответствующего глубине залегания хранилища, при этом герметичность пласта, как показывает опыт, не нарушается, переток жидкости и газа в другие пласты через кровлю даже в сводовых частях пласта практически отсутствует.

При создании и эксплуатации подземных хранилищ следует учитывать также темп возрастания давления в процессе закачки газа. Чем меньше темп возрастания давления, тем на большую величину можно повысить давление в хранилище.

Перспективность дальнейшего развития подземного хранения, газов зависит, в первую очередь, от геологических, гидрогеологических и горнотехнических условий залегания горных пород. При оценке районов для строительства подземных хранилищ газа необходимо учитывать особенности геологического строения территории.

Важный параметр эксплуатации подземных хранилищ - минимально допустимая глубина залегания подземных емкостей, которая определяется, в первую очередь, давлением паров хранимого продукта. Эта величина устанавливается с учетом того, что одна атмосфера максимального рабочего давления продукта в хранилище должна уравновешиваться давлением толщи пород, расположенной над емкостью не менее шести метров.

При выборе участка и решения вопросов о пригодности пласта для строительства хранилища оценивается общее геологическое состояние месторождения с целью установления нарушенных зон. Герметичность хранилища может быть нарушена неблагоприятными тектоническими условиями: сбросами, сдвигами, и т. д. Только всесторонний анализ результатов разведки дает возможность сделать заключение о степени герметичности, подземного хранилища, повышающей его эксплуатационную надежность.

Хранение газов в подземных емкостях практически осуществимо в тех местах, где на определенной глубине имеются мощные устойчивые отложения естественно непроницаемых горных пород. Горные породы считаются пригодными для сооружения газохранилищ, если они не фильтруют хранимый продукт, не содержат включений, влияющих на кондицию этого продукта, устойчивы к горному давлению.

Диапазон горных пород, в которых могут быть созданы хранилища, довольно широк. По литологическому составу к породам, пригодным для строительства, отнесены гипсы, ангидриты, мергели, плотные известняки, доломиты, граниты, глины и некоторые другие с коэффициентом крепости, по шкале Протодьяконова f=2-10. При этом наиболее приемлемы гипсоангидритовые породы, характеризующиеся хорошей устойчивостью.

Глубина заложения подземного хранилища определяется, в первую очередь, наличием достаточно мощного пласта непроницаемой горной породы, пригодной для сооружения емкости.

Таким образом, хранилища могут сооружаться в любых водоупорных породах (осадочных, магматических или метаморфических), химически инертных к углеводородам, имеющим мощность не менее 15 м и необходимую глубину залегания. Слабоуплотненные, рыхлые, макропористые и трещиноватые, кавернозные плотные породы практически не пригодны для создания хранилищ.

Учет всех вышеперечисленных требований, предъявляемых к горным породам, геологическим и горнотехническим условиям их залегания, дает возможность наиболее обоснованно рекомендовать в исследуемых районах горные породы, благоприятные для строительства подземных хранилищ жидких углеводородов и выделить перспективные территории их распространения.

# **4 Особенности хранения газа в подземных емкостях**

Главной особенностью подземного хранения углеводородных топлив является их длительное непосредственное контактирование с вмещающей горной породой, в которой сооружается емкость.

В подземных хранилищах, в отличие от наземных резервуаров, температура хранения продукта не зависит от природно-климатических условий, сезонных колебаний температуры воздуха и верхнего слоя грунта.

Особые условия, характерные для подземного хранения, со временем оказывают влияние на физико-химические свойства газа, а следовательно, и на их качество. Систематическое изучение изменения качества углеводородных топлив при хранении в подземных емкостях началось в нашей стране в середине 60-х годов. В работах В.А. Мазурова, В. С. Азева и др. рассмотрены вопросы влияния контактирования различных горных пород, грунтовых вод и рассола на химическую стабильность топлив.

# **5 Анализ параметров геологического строения Южно-Луговского месторождения с точки зрения строительства ПХГ**

При выборе пласта для создания подземного хранилища было изучено ряд наиболее подходящих горизонтов. Выбор объекта производился согласно условиям предъявляемые при строительстве ПХГ; по интерпретации данных ГИС, по структурным построениям, по сейсмическим исследованиям и т.д. Так же при выборе горизонта учитывается глубина залегания залежи. Это вызвано тем, что в них должно создаваться достаточно высокое давление для обеспечения хранения значительных объемов газа. В то же время степень сжатия закачиваемого газа не должна быть чрезмерно высокой.

В качестве хранилища газа решено использовать залежь III горизонта это объясняется минимальными дополнительными затратами, поскольку предполагается что истощенное газовое месторождение удовлетворяет условиям создания подземного хранилища газа а следовательно минимизируются расходы на дополнительные исследования.

Газоносность этого самого верхнего (в пределах рассматриваемой площади) номенклатурного горизонта нижнемаруямской подсвиты, установлена при проводке второго ствола скважины 13-Южно-Луговской - фиксацией интенсивного газопроявления. Ограничения залежи в разрезе определялись по интерпретации данных ГИС и в плане - структурными построениями; то есть залежь III горизонта также отнесена по изученности к резервуару с запасами категории С2. Согласно структурным построениям - это «водоплавающая» сводовая залежь.

НГГ залежи III горизонта Южно-Луговского месторождения определяется - согласно интерпретации данных ГИС на отметке - 669 м.

**Результаты (Results)**

При расчете параметров подземного хранилища газа известны размеры и форма газонасыщенного пласта, объем порового пространства залежи, коэффициенты пористости и проницаемости, пластовые давление и температура, состав газа, размещение нагнетательных скважин на площади газоносности, коэффициенты фильтрационных сопротивлений, изменение расхода закачиваемого в хранилище газа во времени.

Целью данного расчёта является определение:

­ Максимального объема газа закачиваемого в ПХГ (активный)

­ Общего объема газа в хранилище (предельный)

­ Буферного объема газа

­ Время закачки газа в хранилище

­ Давление на забое скважины в конце периода закачки газа

­ Давление на устье нагнетательной скважины в конце периода закачки

­ Вертикальное горное давление,

­ Давление разрыва пласта

­ Числа компрессоров

При проектировании и эксплуатации подземных газохранилищ различают остаточный, активный, буферный и предельный объемы газа.

Остаточным называется минимальное количество газа, которое находилось в залежи перед началом закачки на хранение.

Активным называется объем ежегодно отбираемого и закачиваемого газа. Этот объем определяется по формуле

 (1)

где Ω - объем порового пространства; Рmax и Pmin - максимальное и минимальное давление в хранилище.

Буферным называется объем газа, не извлекаемый из подземного газохранилища, но необходимый для поддержания определенного минимального давления для подачи газа на поверхность, противодействия внедрению в хранилище пластовых вод и т. д.:

 (2)

Предельным называется максимальное количество газа, которое можно поместить в хранилище:

 (3)

При создании и эксплуатации подземных хранилищ газа различают также максимально допустимое, максимальное, минимальное и среднее давления.

Максимальное и допустимое давление, это наибольшее давление в хранилище, которое можно допустить, исходя из условия сохранения покрышки (кровли) пласта. Чем выше давление в пласте, в котором создается хранилище, тем большее количество газа может в нем храниться. Однако при чрезмерном повышении давления может нарушиться герметичность кровли пласта, и создадутся условия для утечки газа в вышележащие пласты либо на поверхность.

Время закачки газа определяется по соотношению

 (4)

Где N(t) - постоянный расход газа, закачиваемого в хранилище м3/сут.

Для приближенного определения давлений на забое нагнетательных скважин при закачке газа с постоянным темпом используем формулу

 (5)

По достижении R значения Rк при равномерном размещении скважин на площади газоносности

 (6)

а при батарейном размещении скважин

 (7)

Давление на устье нагнетательной скважины определим по формуле Г. А. Адамова

 (8)

где

 (9)

Давление разрыва пласта

 (10)

 (11)

где Рвг - вертикальное горное давление; σр - давление расслоения пород (можно принять σр=1,5 МПа)

Число компрессоров, необходимое для закачки газа в хранилище, находим, полагая, что КС расположена вблизи нагнетательных скважин и потери давления газа на пути КС малы:

 (12)

где qк - расход газа, закачиваемого в пласт одним компрессором известного типа. (Таблица 2 В расчет основных параметров подземного хранилища газа; приложение В)

*Таблица 1*

**Исходные данные**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Исходные данные | Значения |
| 1. | Начальное давление в хранилище, (МПа) Рк | 7 |
| 2. | Объем залежи, (м3) | 2 158 000 |
| 3. | Проницаемость, (мкм2) к | 0,5×10-3 |
| 4. | Пористость, m | 0,3 |
| 5. | Вязкость, (МПа\*с) μ | 0,012 |
| 6. | Толщина пласта, (м) h | 12 |
| 7. | Радиус гидродинамически совершенной по степени и характеру вскрытия пласта скважины, (м) Rc | 0,1 |
| 8. | Число нагнетальных сважин, n | 5 |
| 9. | Постоянный расход газа, закачиваемого в хранилище одной скважиной, (м3/сут.) N1(t) | 240000 |
| 10. | Максимально допустимое давление в хранилище, (МПа) Pmax | 9,5 |
| 11. | Глубина скважиниы, (м) L | 640 |
| 12. | Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, (м) d | 0,132 |
| 13. | Коэффициент гидравлического сопротивления труб, λ | 0,02 |
| 14. | Относительная плотность закачиваемого газа по воздуху, Δ | 0,6 |
| 15. | Коэффициент сверхсжимаемости газа, z | 1,24 |
| 16. | Коэффициент фильтрационного сопротивления, B | 0 |
| 17. | Давление расслоения пород, (МПа) σ | 1,5 |
| 18. | Плотность вышележащих пород, ρп | 2,5 |
| 19. | Производительность компрессора 10ГКН1/55-125, (м3/сут.) | 842400 |
|  | размещение скважин на площади газоносности равномерное |  |

Коэффициент сверх сжимаемости *z* реальных газов показывает отношение объемов равного числа молей реального Vp и идеального Vи газов при одинаковых давлении и температуре: z= Vp / Уи. Коэф-т z определяет величину, отношения объемов реального газа при пластовых Vпл и стандартных Vст условиях. При этом он непосредственно зависит от величины пластового давления Рпл, Па и температуры Т, К. Коэффициент сжимаемости точно находят экспериментальным путем по пластовым пробам газа. При отсутствии таких исследований (как это чаще всего бывает на практике) прибегают к расчетному методу оценки Z по графику Г. Брауна. Для пользования графиком необходимо знать так называемые приведенные псевдокритическое давление и псевдокритическую температуру. Критической называется такая температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении. Критическим давлением называется давление, соответствующее критической точке пере­хода газа в жидкое состояние.

Для чистого водорода критические параметры, следующие:

* Критическая температура (Tc): -240.05 °C (33.1 K)
* Критическое давление (Pc): 12.84 бар (1.284 МПа)
* Критическая плотность (ρc): 31.4 кг/м³

(Pпр= 7,39, Т=5-18.6=-13.6, Тпр=0.056, z= 1.24)

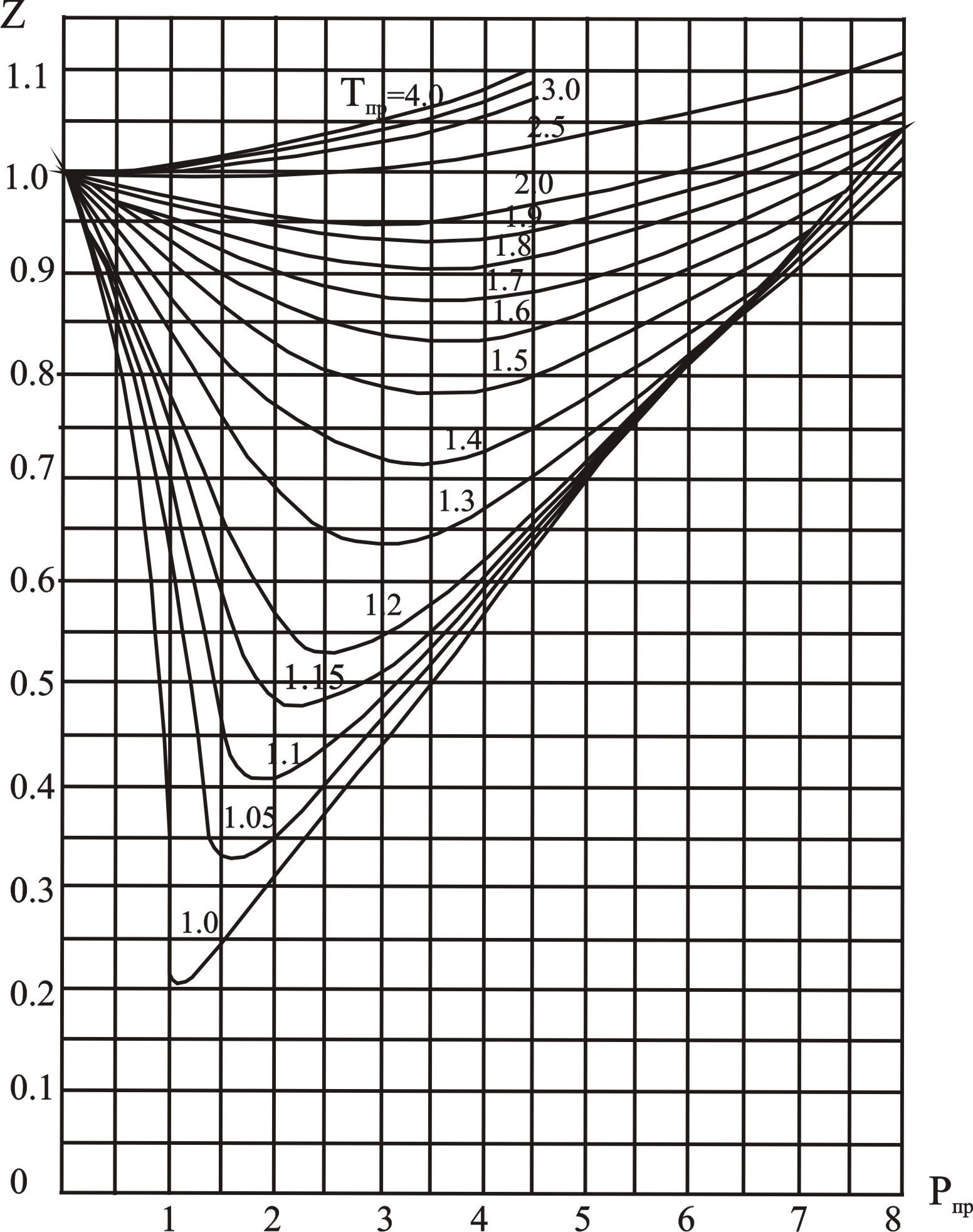


Рисунок 1 График Г. Брауна

1 Максимальный объём газа закачиваемый в ПХГ (м3)





2 Время заказчки газа в хранилище сут)





3 Общий объём газа м^3



4 Буферный объём газа



5 Давление на забое скважины в конце периода закачки газа











6 По достижении R значения Rк при равномерном размещении скважин на площади газоносности





7 Давление на устье нагнетательной скважины в конце периода закачки



8 Вертикальное горное давление





9 Давление разрыва пласта





10 Числа компрессоров





*Таблица 2*

**Расчет основных параметров подземного хранилища газа**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Полученные значения | Значения | |
| 1. | Максимальный объем газа закачиваемый в ПХГ, (м3) Qакт. | 1453227,5 | 1.45×107 |
| 2. | Время закачки газа в хранилище, (сут.) t | 603,9 |  |
| 3. | Общий объем газа хранилище, (м3) Qпред | 550,8 |  |
| 4. | Давление на забое скважины в конце периода закачки газа, (МПа) Pз | 8,029 |  |
| 5. | Давление на устье нагнетательной скважины в конце периода закачки, (МПа) Pу | 7,708 |  |
| 6. | Радиус хранилища, (м) Rк | 356,7500283 |  |
| 7. | Определяем число компрессоров, n | 0,594 | т.е. 1 компрессора |
| 8. | Вертикальное горное давление, (МПа) Рвг | 16 |  |
| 9. | Давление разрыва пласта, (МПа) Рраз | 10,5 |  |
| 10. | Буферный газ, (м3) Qб | 405,9×106 | 405,9×106 |
| 11. | Объем порового пространства в хранилище, (м3) Ω | 7193333,333 | 7,19×105 |
| 12. | Постоянный расход газа, закачиваемого в хранилище, (м3/сут.) N(t) | 240000 |  |

**Дискуссия (Discussion)**

Представленные характеристики описывают ПХГ среднего размера с умеренной мощностью по закачке. Общий объем газа в хранилище составляет 550,8 млн м³, радиус хранилища относительно небольшой – 357 м. Рабочие давления на забое (8,03 МПа) и устье (7,71 МПа) нагнетательной скважины относительно невысокие. Компрессорная мощность ограничена, требуется один компрессор. Рабочие давления ниже давления разрыва пласта (10,5 МПа), что обеспечивает безопасную эксплуатацию. Значительная часть общего объема отведена под буферный газ (405,9 млн м³), что подчеркивает важность ПХГ в стабильности поставок. Закачка газа производится с постоянным расходом 240 000 м³/сут. Вертикальное горное давление (16 МПа) значительно превышает давление в пласте, что гарантирует механическую устойчивость. ПХГ эксплуатируется в безопасном режиме, закачка производится в относительно невысоком темпе. В целом, данный ПХГ ориентирован на обеспечение стабильных поставок газа и поддержание рабочего давления в системе.

**Заключение (Conclusions)**

Результаты расчета позволят определить операционный потенциал ПХГ, где полученные значения максимального активного и общего предельного объемов газа в хранилище определят объем газа, эффективно используемый для покрытия пиковых нагрузок и обеспечения стабильности поставок. Кроме того, расчет буферного объема газа позволит оценить надежность и безопасность эксплуатации ПХГ, гарантируя поддержание минимального давления в пласте и предотвращая преждевременное истощение хранилища, что обеспечит стабильность его работы. Оптимизация процесса закачки газа будет достигнута за счет расчета времени закачки газа в хранилище, что даст возможность планировать операции по закачке и извлечению газа, минимизируя эксплуатационные затраты. Также, расчет давления на забое скважины и давления на устье нагнетательной скважины в конце периода закачки обеспечит безопасные условия эксплуатации скважин, позволяя контролировать и регулировать процесс закачки, предотвращая аварийные ситуации и повреждение оборудования. Безопасность эксплуатации ПХГ будет гарантирована путем расчета вертикального горного давления и давления разрыва пласта, что позволит оценить безопасный режим закачки газа и предотвратить разрушение коллектора. Наконец, расчет числа необходимых компрессоров позволит определить потребности в компрессорном оборудовании для планирования инфраструктуры компрессорной станции, обеспечив ее оптимальную и эффективную работу. В итоге, результаты данного расчета станут основой для принятия обоснованных решений при планировании и эксплуатации ПХГ, а также для обеспечения надежной и стабильной работы системы газоснабжения.

**Список литературы** **(References)**:

* 1. Ахметов С. А. и др. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие / С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев, М. И. Баязитов; Под ред. С. А. Ахметова. CПб.: Недра, 2006. 868 с.; ил.
  2. Брагинский О. Б. Нефтегазовый комплекс мира. М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2006.
  3. Гуревич И. Л. Технология нефти (Ч. 1). Общие свойства и первичная перегонка нефти: Учебник для вузов. 3-е изд. М.: Химия, 1972. 359 с.
  4. Закожурников Ю. А. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа; ИнФолио - Москва, 2010. 432 c.
  5. Казарян В. А. Подземное хранение газов и жидкостей. Регулярная и хаотическая динамика. М.: Институт компьютерных исследований, 2006.
  6. Левыкин Е. В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. М.: Недра, 1973.
  7. Леффлер Уильям Л. Переработка нефти. 2-е изд., пересмотренное / Пер. с англ. М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2004. 224 с: ил. (Серия «Для профессионалов и неспециалистов».
  8. Середа Н.Г., Муравьев В.М. Основы нефтяного и газового дела.- М.: Недра, 1980. 287 с.
  9. Техника и технология транспорта и хранения нефти и газа/ Ф.Ф. Абузова, Р.А. Алиев, В.Ф. Новоселов и др. М.: Недра, 1992. 320 с.
  10. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Б. Белоусов, А.Г. Немудров и др. М.: Недра, 1988. 368 с.