

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ВАНКОРСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF THE VANKORSKOYE OIL-GAS-CONDENSATE FIELD

Мажник Владимир Игоревич

Оператор по добыче нефти и газа 4 разряда ЦДНГ 1,
Управление по добыче нефти и газа ООО «РН-Ванкор»
Vladimirmazhnik@gmail.com

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель кафедры
Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В статье проведен анализ текущего состояния разработки Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение относится к категории крупных, является многопластовым, имеет сложное геологическое строение. Выявлено наличие суперколлектора и 14 продуктивных горизонтов. Разработка месторождения находится на III стадии. Накопленная добыча нефти по месторождению в целом составила 153,4 млн тонн (32 % от начальных извлекаемых запасов). Текущие извлекаемые запасы нефти составляют 324,7 млн тонн, текущие извлекаемые запасы газового конденсата составляют 2,2 млн тонн. 54 % текущих извлекаемых запасов залегают в эксплуатационном объекте Як-III-VII. В 2017 году введен в разработку пласт Як-II. Дальнейшая разработка месторождения предполагает уплотняющее бурение и ввод новых скважин, а также вовлечение в разработку зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами объектов Нх-I и Нх-III. После отработки нижезалегающих пластов предусмотрен перевод скважин на вышезалегающие. Добывающие скважины будут по мере истощения продуктивных пластов переводиться в нагнетательные.

Ключевые слова: геолого-физическая характеристика месторождения; литолого-стратиграфическая характеристика разреза; тектоническое строение района работ; геокриологические условия; физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов; физико-химические свойства нефти и газа; результаты анализа текущего состояния разработки.

Mazhnik Vladimir Igorevich

Oil and gas production operator 4th category
of oil and gas production workshop № 1,
Oil and gas production
department LLC «RN-Vankor»
Vladimirmazhnik@gmail.com

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna

Senior lecturer
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Annotation. The article analyzes the current state of development of the Vankorskoye oil-gas-condensate field. The deposit belongs to the category of large, is multi-layered, has a complex geological structure. The presence of a supercollector and 14 productive horizons was revealed. The development of the deposit is at the third stage. Accumulated oil production in the field as a whole was 153,4 million tons (32 % of the initial recoverable reserves). Current recoverable oil reserves amount to 324,7 million tons, the current recoverable reserves of gas condensate are 2,2 million tons. 54 % of the current recoverable reserves are located in the operational facility Yak-III-VII. In 2017, the Yak-II reservoir was introduced. Further development of the deposit involves condensation drilling and the commissioning of new wells, as well as the involvement in the development of zones with low filtration-capacity properties of the Nh-I and Nh-III facilities. After working out of the below-lying layers, wells are transferred to higher-lying ones. The production wells will be transferred to the injection wells as the reservoirs are depleted.

Keywords: geological and physical characteristics of the field; lithological and stratigraphic characteristics of the section; tectonic structure of the work area; geocryological conditions; physical and hydrodynamic characteristics of reservoirs; physical and chemical properties of oil and gas; results of analysis of the current state of development.

Общие сведения о Ванкорском месторождении

Географическая характеристика

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Туруханского и Дудинского районов Таймырского муниципального района Красноярского края. Районные центры п. Туруханск находится в 300 км к юго-западу от месторождения, г. Дудинка – в 140 км на северо-восток. В этом же направлении в 200 км расположен г. Норильск. Обзорная карта района работ показана на рисунке 1.



Рисунок 1 – Обзорная карта района работ

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на двух лицензионных участках. Право пользования недрами Ванкорского лицензионного участка с целью добычи углеводородного сырья и геологического изучения недр южной части Ванкорского месторождения принадлежит ЗАО «Ванкорнефть» на основании Лицензии КРР 12564 НР от 02.08.2004 г. На Северо-Ванкорском лицензионном участке ЗАО «Ванкорнефть» осуществляет геологическое изучение и разработку северной части месторождения на основании Лицензии ДУД 14356 НР от 13.12.2007 г.

Площадь месторождения составляет 447 кв. км.

Ближайшие месторождения, находящиеся в промышленной эксплуатации: Мессояхское, Южно- и Северо-Соленинское, расположены в 160–180 км на северо-запад от Ванкорского. Указанные месторождения связаны газопроводом с г. Норильск и конденсатопроводом с г. Дудинка, где имеется цех по переработке конденсата. В 200 км к юго-западу от Ванкорского месторождения находится Заполярное месторождение, на котором расположена ближайшая точка магистрального газопровода системы «Трансгаз».

Транспорт нефти осуществляется по нефтепроводу диаметром 820 мм Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе». Нефтепровод рассчитан на прокачку объемов УВ 25 млн тонн/год. Общая протяженность трассы составляет 543 км (556,5 км по оси трубопровода с учетом компенсаторов).

Ванкорское месторождение и трасса нефтепровода Ванкор – НПС «Пурпе» расположены в зоне многолетнемерзлых пород. Многолетнемерзлые грунты представлены преимущественно супесями, легкими суглинками с включениями гравия, гальки и валунов, а также пылеватыми и мелкими песками и торфяниками. Расположение многолетнемерзлых грунтов не однородно. При строительстве любых объектов обустройства необходимо проводить изыскания для определения конкретных условий строительства объектов инфраструктуры.

Криогенная текстура песков – массивная, супесей и суглинков – слоистая. На буграх пучения и на территории болотных массивов вблизи озер в отложениях встречаются прослойки льда мощностью до 20–30 см.

При нарушении температурного режима многолетнемерзлых пород из-за высокой льдистости они дают большие осадки. Относительная осадка при оттаивании грунтов составляет 0,09–0,4 доли ед., у торфяников более 0,4 доли ед.

Многолетнемерзлые грунты с относительной осадкой при оттаивании 0,1 доли ед. и менее относятся к непросадочным грунтам, с осадкой при оттаивании от 0,1 до 0,3 доли ед. – к просадочным грунтам, более 0,3 доли ед. – к сильнопросадочным.

Эксплуатационное бурение на лицензионном участке ведется с 2006 года в соответствии с «Технологической схемой разработки Ванкорского месторождения». В данный момент действующим технологическим документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ванкорского месторождения».

Геолого-физическая характеристика месторождения

Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к Большехетскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области территории Красноярского края.

Месторождение многопластовое: в отложениях мелового возраста выявлено семь продуктивных пластов, содержащих семь залежей. Из них залежь Дл-I-III – газовая, залежи в пластах яковлевской свиты (Як-I, Як-II, Як-III-VII) газонефтяные; в средней части разреза установлены две чисто нефтяные залежи в пластах Сд-IX и Нх-I суходудинской и нижнехетской свит соответственно, в низах мелового разреза расположена нефтегазоконденсатная залежь пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты.

Залежь пласта Дл-I-III газовая, пластовая сводовая, литологически экранированная. ГВК принят на абсолютной глубине – 976 м. Площадь газонасыщенности составляет 208,7 км², средняя общая толщина пласта 44,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважинах варьируется от 3,4 м. до 38,5 м, составляя в среднем 12,2 м.

Залежи пласта Як-I контролируются северным и южным куполами. Залежь северного купола – нефтегазовая (на балансе 2011 года фигурировала как газовая). Сложена алевропесчаниками и алевролитами. Залежь южного купола – газовая, пластовая, ограничена зонами глинизации. Общая площадь нефтегазоносности залежи составляет 30,9 км², средняя толщина пласта 12 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,1 м до 10,5 м, составляя в среднем 2,3 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,6 м до 9,6 м, составляя в среднем по залежи 3,8 м.

Залежь пласта Як-II согласно данным ГИС нефтегазовая, пластовая, сводовая, продуктивна только в южной части месторождения, в северной части месторождения пласт Як-II, по данным бурения эксплуатационных скважин, глинизируется. Площадь нефтегазоносности 72,5 км², средняя общая толщина залежи 6 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 м до 7,4 м, составляя в среднем 3,8 м. Эффективная газонасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 0,5 м до 7,7 м, в среднем 2,6 м. В восточной и западной частях залежь южного купола ограничена зонами глинизации.

Залежь пласта Як-III-VII газонефтяная, массивная, сводовая. Для пласта Як-III-VII ВНК определен в интервале от –1657,4 (скважина № 702) до –1632,1 м (скважина № 116). Площадь залежи 274,9 км², ее общая толщина в среднем 94 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в разрезах скважин изменяется от 1,2 м до 45 м, составляя в среднем 17,3 м. Минимальная эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,4 м, максимальная достигает 22,2 м, а в среднем по залежи – 9 м. Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII приведен на рисунке 2.

Скважины, пробуренные в 2011–2012 гг., свидетельствуют об усложнении геологического строения пласта Як-III-VII в северной части месторождения. Наблюдается более высокая расчлененность по сравнению с ожидаемой, и снижаются эффективные нефтенасыщенные толщины за счет появления локальных зон глинизации.

Для северной части месторождения характерно появление в прикровельной части пласта слаборадиоактивной пачки алеврито-глинистых пород. Пачка, по данным исследований керна, представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов неясно-, косо-, горизонтально слоистых, с тонкими (0,1–0,2 м) прослоями нефтенасыщенного песчаника и имеет пойменное происхождение. Для северной части месторождения ввиду площадного распространения данная пачка может служить репером, отделяющим пласты Як-IV и Як-III. Пласт Як-III на северном куполе месторождения представляет собой изолированную от нижележащих отложений песчаную нефтенасыщенную линзу выше принятого ГНК по пласту Як-III-VII (согласно данным испытаний MDT в

скважине № 164, а также в результате испытания скважины № 540 из интервала перфорации а.о. от –1591 до –1596,8 м). Залежь Як-III нефтяная, сводовая, литологически экранированная, площадь залежи составляет 43,3 км², высота залежи 12 м, нефтенасыщенные толщины по данным ГИС изменяются от 0,2 м до 10,2 м, средневзвешенная толщина по залежи составляет 3 м.

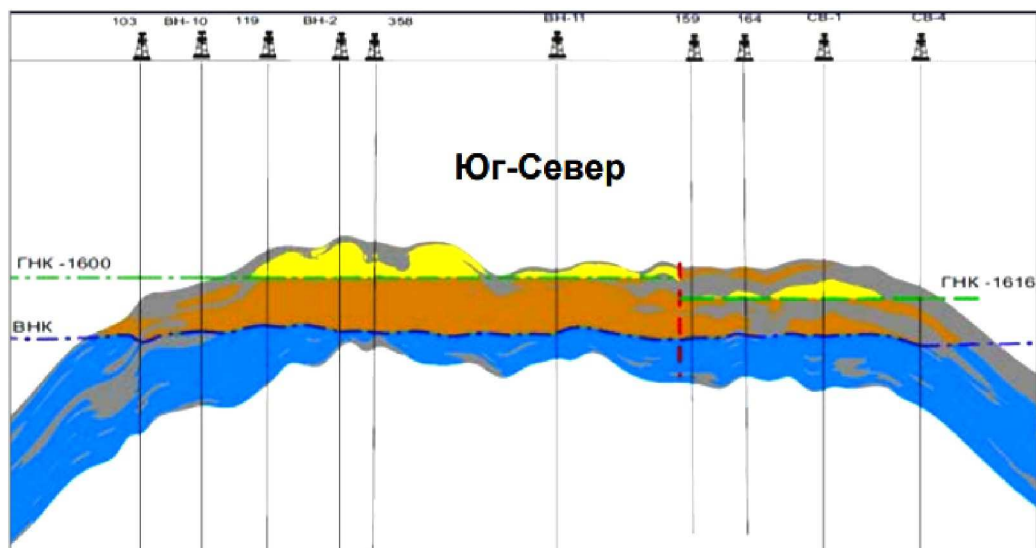


Рисунок 2 – Стратиграфический разрез объекта Як-III-VII

Таким образом, геологическое строение северной части основного объекта разработки Як-III-VII имеет существенно более сложный характер, чем ожидалось. Северный купол сложен более выраженными русловыми отложениями (меандрирующих рек) и включает обширные зоны глинизации, локальные песчаные линзы, характеризуется высокой расчлененностью.

Залежь пласта Сд-IX нефтяная, массивная, сводовая. ВНК принят на абсолютной глубине – 2378,8 м. Площадь залежи составляет 17,9 км², средняя толщина пласта – 36 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 5,3 м.

Залежь пласта Нх-I нефтяная, пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Положение ВНК изменяется от –2672,2 до –2646,0 м. Площадь нефтегазоносности 329,45 км², средняя общая толщина пласта 54,9 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,7 м до 18,5 м, составляя в среднем 7,3 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-I приведен на рисунке 3. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие зоны глинизации (замещения) пласта в северо-восточной части месторождения (в районе скважины № СВн-2).

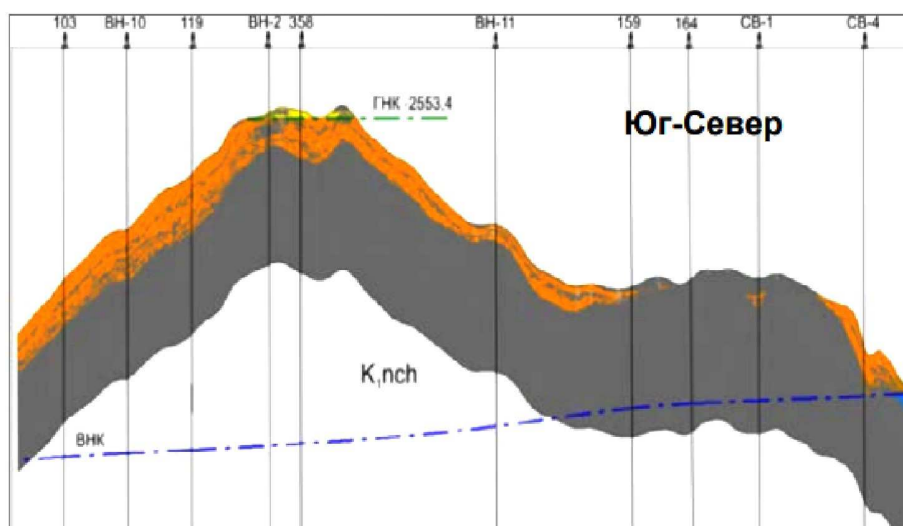


Рисунок 3 – Стратиграфический разрез объекта Нх-I

Залежь Нх-III-IV нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая. Абсолютная отметка положения ГНК не изменилась по сравнению с ДТСР 2011 года и составляет – 2716 м. Для пласта Нх-III-IV ВНК в скважинах определен в интервале от –2766,27 (скважина № 9N) до –2748,2 м (скважина № 154) с общим наклоном в юго-восточном направлении. Площадь нефтегазоносности 290,3 км², общая толщина пласта 72,83 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,25 м до 37,25 м со средним значением по залежи 17,4 м. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется от 1,2 м до 41,6 м со средним значением по залежи 13,9 м. Стратиграфический разрез объекта Нх-III-IV приведен на рисунке 4. Характерной геологической особенностью данного пласта является наличие пропластка с улучшенной проницаемостью (суперколлектора).

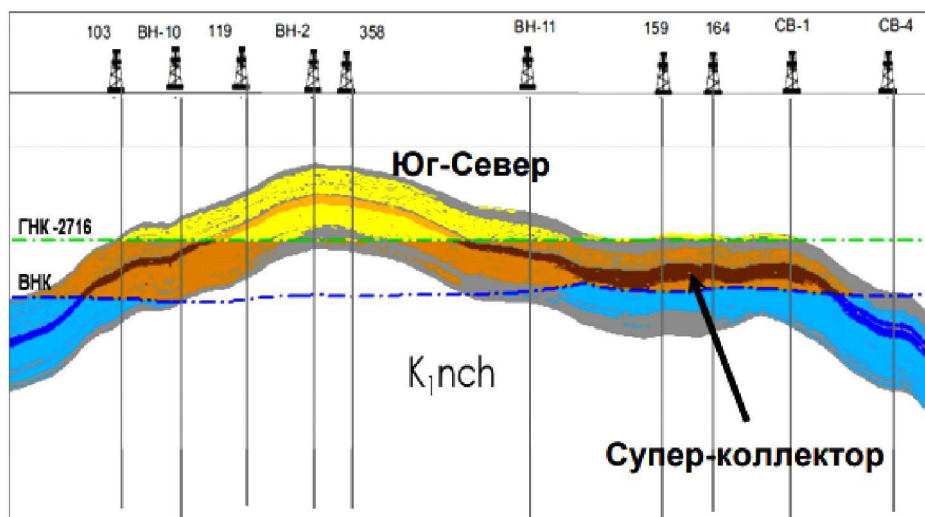


Рисунок 4 – Стратиграфический разрез объекта Нх-III-IV

Запасы углеводородов Ванкорского месторождения, числящиеся на Государственном балансе, составляют:

1. Нефти (геологические / извлекаемые):
 - по категории ВС₁ – 1 081 416 / 469 210 тыс. тонн;
 - по категории С₂ – 53 967 / 23 944 тыс. тонн.
2. Растворенного газа:
 - по категории ВС₁ – – / 55 311 млн м³;
 - по категории С₂ – – / 2 115 млн м³.
3. Конденсата:
 - по категории ВС₁ – 9 356 / 6 801 тыс. тонн.
4. Газа газовой шапки:
 - по категории ВС₁ – 65 296 / – млн м³;
 - по категории С₂ – 4 758 / – млн м³.
5. Свободного газа:
 - по категории ВС₁ – 47 191 / – млн м³;
 - по категории С₂ – 423 / – млн м³.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В геологическом строении Ванкорского месторождения принимают участие метаморфические образования архейско-среднепротерозойского возраста, осадочные образования ранне-средне-позднепалеозойского и мезозойско-кайнозойского возраста. Глубоким бурением изучены только отложения мезозойско-кайнозойского возраста.

Сведения о строении более древних отложений носят гипотетический характер (геофизические исследования и аналогии с соседними территориями). Скважинами Ванкорского месторождения вскрыты юрские, меловые и четвертичные отложения. Причем юрские отложения вскрыты не в полном объеме, в самой глубокой скважине забой находится в вымских отложениях средней юры.

Меловая система (Нижний мел – K₁)

Нижнехетская свита (K₁br-v₁) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабопесчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдястые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх-III и Нх-IV) общей толщиной около 80 м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I толщиной порядка 10 м с доказанной нефтенасыщенностью. К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт ЮД. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине № ВН-4 составляет 441 м.

Суходудинская свита (K₁sd) согласно залегает на отложениях нижнехетской свиты, представлена переслаиванием песчаников с глинисто-алевритовыми породами. Некоторые глинистые пачки имеют региональное развитие. Мощность отдельных песчаных пластов достигает 60 м. Глинистые пачки толщиной до 40 м, сложены тонким переслаиванием аргиллитов и алевролитов.

Песчаники светло-серого и серого цвета, иногда с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, глинистые, с известковистыми и каолинизированными прослоями. Алевролиты серые, буровато-серые в зависимости от содержания глинистого и углестого материала, с линзочками и прослоями мелкозернистого песчаника и аргиллита. Песчаники и алевролиты преимущественно хорошей сортировки, аркозовые, цементируются слюдясто-глинисто-каолинистым и карбонатным материалом, содержание которого меняется. В песчаниках часто наблюдаются немногочисленные угловатые обломки темно-серых аргиллитов, пропластки и линзовидные включения углесто-глинистого материала и обугленного детрита, по плоскостям наслоения намывы слюды. Аргиллиты темно-серые, в различной степени алевролитистые, зачастую содержат линзы, прослои алевролитов и песчаников более светлого цвета. В аргиллитах много растительных остатков, конкреций и включений сидерита, обломков обугленной древесины. Глинистая часть состоит из гидрослюды, хлорита, смешанослойных, каолинита. Возраст свиты ранний валанжин – ранний готерив датируется по комплексу фораминифер и спорово-пыльцевому комплексу. К отложениям свиты приурочен продуктивный пласт Сд-IX. Толщина свиты в скважине № СВн-1 достигает 601 м.

Малохетская свита (K₁mch) залегает на суходудинской свите. Разрез свиты представлен преимущественно песчаниками с подчиненными прослоями глинисто-алевритовых пород, содержащими линзы и прослои известковых разностей пород, включения обугленных растительных остатков и обломков углей.

Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые.

Толщина свиты меняется от 145 м (скважина № Вн-4) до 200 м (скважина № СВн-4).

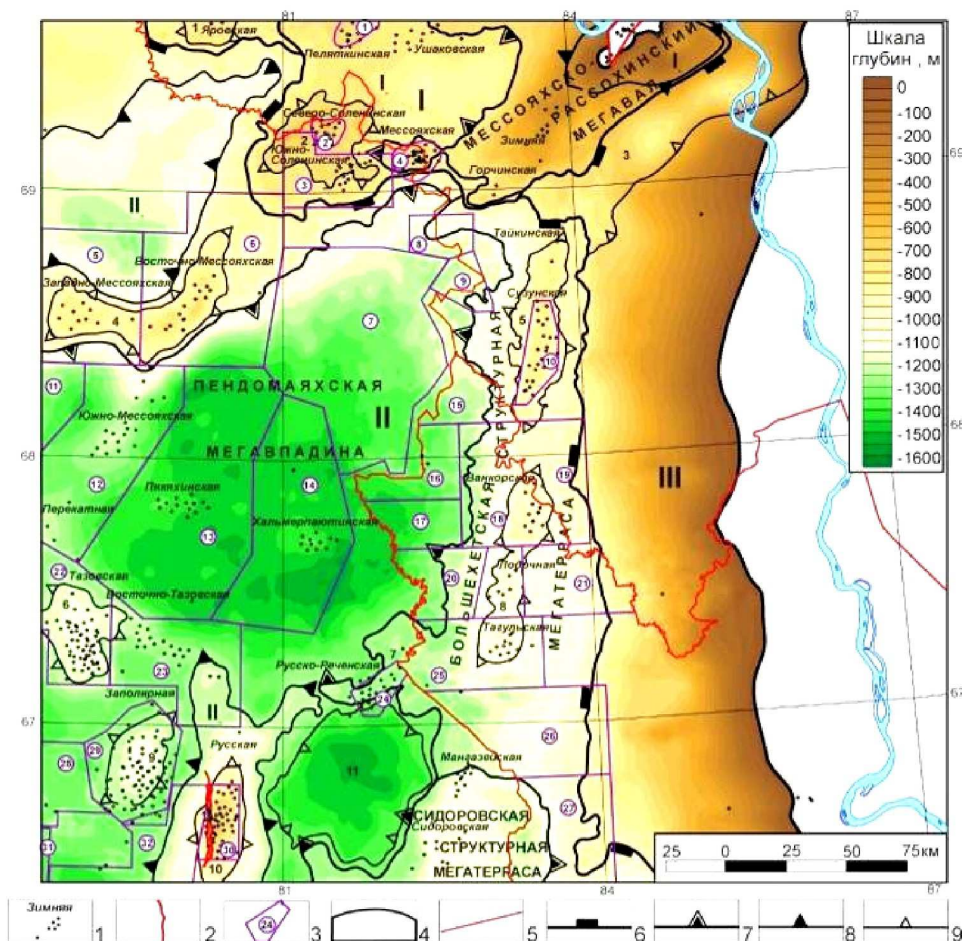
Остатки микро- и макрофауны в отложениях свиты не обнаружены. Раннеготеривский-раннеаптский возраст определяется на основании спорово-пыльцевого комплекса.

Яковлевская свита (K₁jak) согласно залегает на отложениях малохетской свиты. Представлена отложениями надводных дельтовых равнин – аргиллитоподобными глинами, углистыми рассланцованными аргиллитами, алевролитами, слаболитифицированными песчаниками, содержащими прослои углей, известковых и сидеритовых песчаников, известняков, гальку кремнистых и магматических пород. Слоистость пород тонкая, косая, горизонтальная, перекрестная, линзовидная, обусловленная наличием прослоев углестого и слюдястого материала. Цвет пород варьирует от светло-серого, почти белого до черного. Пачки глинисто-алевритовых и песчаных пород не выдержаны по составу и мощности. В верхней части разреза количество глинистых пород увеличивается. Отличительной особенностью разреза яковлевской свиты является наличие прослоев углей мощностью 2–4 м, выделяемых внутри глинисто-алевритовых пачек.

В отложениях яковлевской свиты обнаружены редкие находки макро- и микрофауны и спорово-пыльцевой комплекс, указывающий на апт-альбский возраст пород. С отложениями свиты связаны продуктивные пласты Як-I и Як-III-VII. Толщина яковлевской свиты изменяется от 561 м (скважина № СВн-1) до 652 м (скважина № Вн-8).

Тектоническое строение района работ

Рассматриваемая территория находится в пределах Большехетской структурной мегатеррасы, положительного незамкнутого элемента I порядка в пределах Надым-Тазовской синеклизы (рис. 5).



1 - площади глубокого бурения, 2 - разломы, 3 - контур и номер лицензионного участка, 4 - зона отсутствия отложений долганской свиты; границы : 5 - субъектов РФ, 6 - надпорядковых структур, 7 - структур первого порядка, 8 - структур второго порядка, 9 - структур третьего порядка

Лицензионные участки: 1-Пеляткинский, 2-Северо-Соленинский, 3-Ново-соленинский, 4-Мессояхский, 5-Западно-Мессояхский, 6-Восточно-Мессояхский, 7-Варейский, 8-Западно-Пендомаяхский, 9-Пендомаяхский, 10-Сузунский, 11-Находкинский, 12-Южно-Мессояхский, 13-Пякяхинский, 14-Хальмерпаютинский, 15-Восточно-Чарский, 16-Вадинский, 17-Туколандский, 18-Ванкорский, 19-Северо-Ванкорский, 20-Западно-Лодочный, 21-Восточно-Лодочный, 22-Тазовский, 23-Восточно-Тазовский, 24-Русско-Реченский, 25-Тагульский, 26-Советский, 27-Полярный, 28-Западно-Заполярный, 29-Заполярный, 30-Русский, 31-Северо-Пуровский, 32-Южно-Заполярный

Надпорядковые структуры: I - Танамо-Малохетская гряда, II - Надым-Тазовская синеклиза, III - Пакулихинская моноклиза

Структуры первого порядка: Мессояхско-Рассохинский мегавал, Пендомаяхская мегавпадина, Большехетская структурная мегатерраса, Сидоровская структурная мегатерраса

Структуры второго порядка: I - Малохетский вал, I - Танамская седловина, II - Паутская впадина, II - Русский вал

Структуры третьего порядка: 1-Яровское куполовидное поднятие, 2-Соленинское куполовидное поднятие, 3-Долганская наклонная депрессия, 4-Среднемессояхское валообразное поднятие, 5-Сузунское валообразное поднятие, 6-Тазовское куполовидное поднятие, 7- Русскореченский структурный нос, 8-Лодочное валообразное поднятие, 9-Заполярное куполовидное поднятие, 10-Русское куполовидное поднятие, 11-Мангазейская котловина

Рисунок 5 – Структурно-тектоническая схема района работ

Большехетская структурная мегатерраса представляет собой сложнопостроенную зону, нарушающую монотонность восточного борта Надым-Тазовской синеклизы, имеет субмеридиональную ориентировку. Размеры (35–110)×300 км, мегатерраса осложнена двумя валлообразными поднятиями третьего порядка – Сузунским и Лодочным, а также одной незамкнутой структурой второго порядка – Русскореченским выступом. В их пределах выделены Тайкинское, Токачинское, Сузунское, Ванкорское, Лодочное и Тагульское локальные поднятия.

Ванкорская структура осложняет северное окончание Лодочного валлообразного поднятия.

Ванкорское поднятие по всем картируемым уровням представляет собой брахиантиклинальную структуру, вытянутую с юга на север.

По кровле долганской свиты поднятие замыкается изогипсой – 980 м, имеет длину 28,3 км и ширину 8,8–14,9 км. Высота поднятия 60 м, площадь 313,8 км². Южный купол поднятия оконтуривается изогипсой – 950 м, имеет высоту 30 м и площадь 213 км². Северный купол по этому уровню не сформирован. На его месте находятся 4 мелких брахиантиклинали амплитудой менее 10 м.

По кровле нижнеяковлевской подсвиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой – 1600 м, имеет длину 30,3 км и ширину 5,6–13,3 км. Высота поднятия 70 м, площадь 269,2 км². Северный и южный купола замыкаются изогипсой – 1580 м. Южный купол имеет высоту 45 м и площадь 115,6 км², а северный – 20 м и 45,5 км² соответственно.

По кровле нижнехетской свиты Ванкорское поднятие оконтуривается изогипсой – 2620 м, имеет длину 32,1 км и ширину 11,7–18,1 км. Высота поднятия 120 м, площадь 462,8 км². Северный и южный купола замыкаются изогипсой – 2570 м. Южный купол имеет высоту 70 м и площадь 133,5 км², а северный – 25 м и 41,5 км² соответственно. По уровню нижнехетской свиты Ванкорское поднятие осложнено малоамплитудными разломами, смещение по которым не превышает 10 м. Данные разломы отчетливо видны на сейсмических профилях, но экранирующие свойства их до сих пор не доказаны.

Рассматриваемое месторождение расположено в центральной части Большехетского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области на территории Красноярского края. Промышленная продуктивность Большехетского НГР в последующем подтверждена открытием Лодочного, Тагульского и Ванкорского газонефтяных месторождений.

Геокриологические условия

Территория Ванкорского месторождения входит в Таз-Хетско-Енисейскую геокриологическую область Северной зоны континентального региона (Геокриология СССР, 1989) и характеризуется мощной толщей ММП. Подошва ММП по замерам в поисковых скважинах отбивается на глубине 450–550 м. Среднегодовая температура мерзлых пород на подошве слоя годовых колебаний – от –1,5 до –2,5 °С. Во всех отрицательных формах рельефа, в которых зимой накапливается мощный снежный покров, наблюдаются таликовые участки. При этом большая часть таликов относятся к инфильтрационному типу. Мощность их, как правило, не превышает 2–6 м.

Многолетнемерзлые породы относятся к группе специфических грунтов. В естественных условиях они обладают высокими прочностными свойствами.

В инженерно-геологическом отношении территория Ванкорского месторождения изучена фрагментарно.

Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

На Ванкорском месторождении отбор керн проводился при поисково-разведочных работах и в рамках программы доразведки и исследовательских работ в процессе эксплуатационного бурения для изучения изменчивости свойств основных продуктивных пластов.

Керн из поисково-разведочных скважин №№ Св-1, Св-2, Св-3, Св-4, Вн-2, Вн-4, Вн-5, Вн-7 – Вн-15 отбирался колонковым снарядом «Недра» и бурильными головками типа К212, 7/80СЗ, СГ. Из скважин №№ ВЛд-1, Вн-16, Вн-17, 127, 138, 149, 159 и 164 керн отбирался керноприемным устройством УКР-172/100 ДБС 215,9/100; в скважинах №№ 103, 112, 358 и 184 – керноотборником КИС 168/100 и бурильными головками БИТ

215,9/1100; в скважине № 165 – керноприемным устройством УКР 185/100 № 27, а в скважине № 7Н – СК-178/100. Керн отбирали различные подрядные компании – «РН-Бурение», ООО «СПГ», БК «Евразия», ООО «БКЕ», ЗАО НПП «СибБурМаш».

В период 1988–2008 гг. проводился отбор керна из поисково-разведочных скважин с целью изучения литологии, стратиграфии, коллекторских свойств пород, выявления в разрезе возможно продуктивных пород в основном из меловых отложений Долганской, Яковлевской и Нижнехетской свит, кроме этого, в скважине № Внк-11 отбор керна проведен из юрских отложений Сиговской, Малышевской и Вымской свит. Всего в скважинах за данный период с отбором керна пройдено 2715,7 м, длина поднятого на поверхность керна – 2108,72 м, вынос керна по месторождению составил в среднем 78 % от проходки и 3,8 % от общей глубины скважин.

В период 2009–2010 гг. был произведен отбор керна в 3 поисково-разведочных скважинах №№ Вн-16, ВЛд-1 и Вн-17, а также в 7 скважинах эксплуатационного фонда №№ 112, 127, 138, 149, 358, 103 и 159 из меловых отложений Насоновской, Дорожжковской, Долганской, Яковлевской, Нижнехетской свит. Проходка с отбором керна по скважинам составила 2345,6 м, линейный вынос керна составляет 2200,9 м (94 %).

В 2011–2012 гг. был произведен отбор керна в северной части месторождения в 4 скважинах эксплуатационного фонда №№ 164, 165, 184 и 7Н из меловых отложений насоновской, дорожжковской, долганской, яковлевской, суходудинской и нижнехетской свит. Проходка с отбором керна по скважинам составила 872,5 м, линейный вынос керна составил 821,5 м (94 %).

Коллектор продуктивных пластов Дл-I-III долганской свиты охарактеризован керном в 17 скважинах – среднее значение пористости 30 % по 283 определениям; среднее значение проницаемости – 476 мД по 239 определениям в 17 скважинах; среднее значение водоудерживающей способности в газонасыщенной части пласта 33 % по 49 определениям из 4 скважин.

Коллектор продуктивного пласта Як-I яковлевской свиты охарактеризован керном в 4 скважинах – среднее значение пористости 26 % по 17 определениям; среднее значение проницаемости – 813,37 мД по 19 определениям в 4 скважинах. Исследование водоудерживающей способности в нефтегазонасыщенном коллекторе не проводилось.

Коллектор продуктивного пласта Як-II яковлевской свиты охарактеризован керном в 6 скважинах – среднее значение пористости 25 % по 18 определениям; среднее значение проницаемости – 83 мД по 22 определениям в 6 скважинах; среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части пласта 32 % по 1 определению из 1 скважины.

Коллектор продуктивных пластов Як-III-VII яковлевской свиты охарактеризован керном в 21 скважине – среднее значение пористости 27 % по 936 определениям; среднее значение проницаемости – 528,5 мД по 927 определениям в 21 скважине; среднее значение водоудерживающей способности в газонефтенасыщенной части пласта 25 % по 129 определениям из 19 скважин.

Коллектор продуктивного пласта Сд-IX суходудинской свиты охарактеризован керном в 4 скважинах – среднее значение пористости 23 % по 241 определению; среднее значение проницаемости – 314,35 мД по 240 определениям в 4 скважинах. Однако в работе принимается среднее значение проницаемости 167 мД, характерное для прикровельной части суходудинского пласта, в силу того, что нефтяная залежь приурочена именно к верхней части пласта, ФЕС которой существенно хуже, чем для нижней части. Среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части 31 % по 9 определениям из 1 скважины.

Коллектор продуктивного пласта Нх-I нижнехетской свиты охарактеризован керном в 20 скважинах – среднее значение пористости 19 % по 403 определениям; среднее значение проницаемости – 30,17 мД по 393 определениям в 21 скважине; среднее значение водоудерживающей способности в нефтенасыщенной части 49 % по 167 определениям из 15 скважин.

Коллектор продуктивных пластов Нх-III-IV нижнехетской свиты охарактеризован керном в 24 скважинах – среднее значение пористости 20 % по 1219 определениям; среднее значение проницаемости – 175,31 мД по 1282 определениям в 24 скважинах. Среднее значение водоудерживающей способности в газонефтенасыщенной части 38 % по 293 определениям из 11 скважин.

Изучение кернового материала проводилось по комплексной программе, включающей определение пористости и проницаемости при атмосферном и эффективном давлениях, объемной и минералогической плотностей, гранулометрического состава пород и карбонатности, изготовление и описание петрографических шлифов, микрофаунистические определения и рентгеноструктурный анализ. Произведено снятие кривых капиллярного давления методами центрифугирования и полупроницаемой мембраны, в результате чего дана оценка остаточной водонасыщенности, а также эффективных пористости и проницаемости. Проведено измерение электрических свойств пород, в т.ч. определены значения параметра пористости и параметра насыщения в атмосферных условиях. Получены данные, характеризующие упругие свойства горных пород и сжимаемость пор, а также удельное электрическое сопротивление пород в пластовых условиях.

Физико-химические свойства нефти и газа

Физико-химические свойства нефти изучены при исследовании глубинных проб. Данные приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические свойства и состав нефти

Параметр	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-Ш-IV	Сд-IX
Давление насыщения, МПа	15,9	25,4	27,1	23,7
Газосодержание, м ³ /т	61	202	211	107
Объемный коэффициент, доли ед.	1,12	1,42	1,46	1,20
Плотность нефти, т/м ³				
в пластовых условиях	0,850	0,693	0,688	0,860
в стандартных условиях	0,902	0,823	0,845	0,780
Динамическая вязкость, мПа·с	8,9	0,7	0,7	2,7
Коэффициент сжимаемости 10–14,1/МПа	7,0	11,2	18,3	11,5
Содержание массовое, %				
серы	0,21	0,13	0,11	0,08
смола	9,59	5,10	6,51	3,14
парафина	1,50	4,30	3,30	2,26

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти. Состав растворенного нефтяного газа приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав растворенного газа

Наименование	Продуктивные пласты				
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Метан	88,00	96,16	96,60	86,23	83,63
Этан	0,03	1,33	1,80	3,92	4,21
Пропан	0,05	0,69	0,11	3,06	4,47
Изобутан	0,08	0,28	0,38	1,13	1,96
н-Бутан	0,04	0,14	0,02	1,63	2,67
Изопентан	0,01	0,02	0,06	0,59	1,20
н-Пентан	0,03	0,01	0,01	0,58	0,94
С ₆ +высшие	1,05	0,05	0,97	0,40	0,68
Плотность, кг/м ³	0,84	0,70	0,72	0,84	0,89
Углекислый газ	10,60	0,53	0,04	0,98	0,06
Азот	1,05	0,79	0,09	1,49	0,17
Сероводород	отсутствует				

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье либо из газосепаратора. Состав свободного газа показан в таблице 3.

Таблица 3 – Состав свободного газа

Наименование	Продуктивные пласты			
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-III-IV
Метан	91,46	95,30	98,70	90,30
Этан	0,11	0,22	0,70	2,70
Пропан	0,01	0,01	0,02	2,00
Изобутан	0,03	0,02	0,06	0,98
н-Бутан	0,01	0,01	0,04	1,16
Изопентан	0,02	0,01	0,02	0,53
н-Пентан	0,02	0,02	0,01	0,35
C ₆₊ высшие	0,01	0,09	0,20	0,72
Плотность, кг/м ³	0,71	–	0,69	0,78
Азот	7,38	3,75	0,20	0,96
Углекислый газ	0,28	0,57	0,04	0,30
Сероводород	отсутствует			

Состояние разработки Ванкорского месторождения

Анализ текущего состояния разработки эксплуатационных объектов

В настоящее время осуществляется активная разработка Ванкорского месторождения согласно технологической схемы разработки. Стоит отметить, что 54 % текущих извлекаемых запасов приурочено к эксплуатационному объекту Як-III-VII. Для разработки залежи Як-III-VII, которая по всей своей площади подстилается подошвенной водой и содержит нефть повышенной вязкости, залегающую в виде слоев толщиной 30–40 м, используются горизонтальные добывающие и вертикальные нагнетательные скважины. Расстояние между рядами и скважинами в ряду составляет 1000 м.

Для разработки залежи пласта Нх-III-IV, содержащей маловязкую нефть и имеющую хорошие продуктивные возможности, используют горизонтальные добывающие и нагнетательные скважины. Расстояние между рядами и скважинами в ряду составляет 1000 м.

Залежь пласта Нх-I в плане практически совпадает с залежью пласта Нх-III-IV, и поэтому было принято решение осваивать залежь с помощью проектных скважин основного объекта Нх-III-IV, причем предполагается одновременное освоение запасов обоих объектов.

По величине извлекаемых запасов нефти рассматриваемое месторождение относится к категории крупных. Запасы, находящиеся на балансе ООО «РН-Ванкор», представлены в таблице 4. Процентное содержание запасов нефти по пластам представлено на рисунке 6.

Таблица 4 – Запасы нефти по пластам

Наименование	Продуктивные пласты				
	Дл-I-III	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
Геологические запасы нефти, млн тонн	–	529	4,03	110,2	296,8
Извлекаемые запасы нефти, млн тонн	–	237,34	1,03	40,99	121,11
Геологические запасы свободного газа, млрд м ³	47,62	13,54	0,32	–	39,67

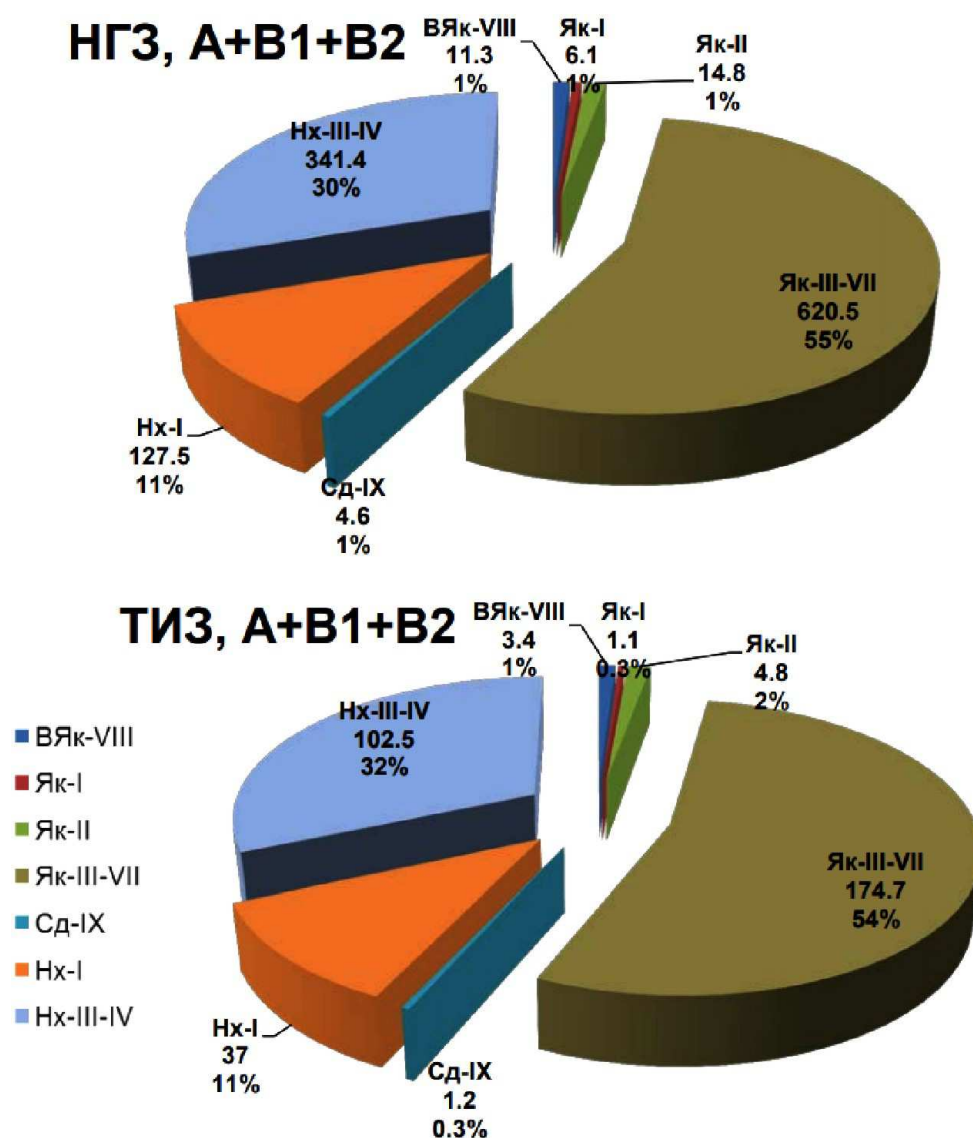


Рисунок 6 – Процентное содержание запасов нефти по пластам

54 % ТИЗ приурочены к пласту Як-III-VII. В 2016 году впервые поставлен на баланс пласт ВЯк-VIII. В 2017 году введен в разработку пласт Як-II.

В ГКЗ РФ были утверждены коэффициенты извлечения нефти для каждого из объектов. Значения КИН приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Проектные значения КИН по пластам

Наименование	Продуктивные пласты			
	Як-III-VII	Сд-IX	Нх-I	Нх-III-IV
КИН	0,402	0,28	0,32	0,35

Динамика основных технологических показателей на начальных этапах разработки представлена на рисунке 7.

По рисунку 7 видно, что начало промышленной разработки месторождения характеризовалось равной добычей жидкости и нефти. Но уже с 2010 года наблюдается стабильный рост обводненности продукции скважин. Это связано с крайне неоднородной структурой пластов и форсированным отбором жидкости, вследствие которых происходит ранний прорыв пластовой воды к забою скважины.

Подробный анализ состояния разработки основных эксплуатационных объектов приводится ниже.

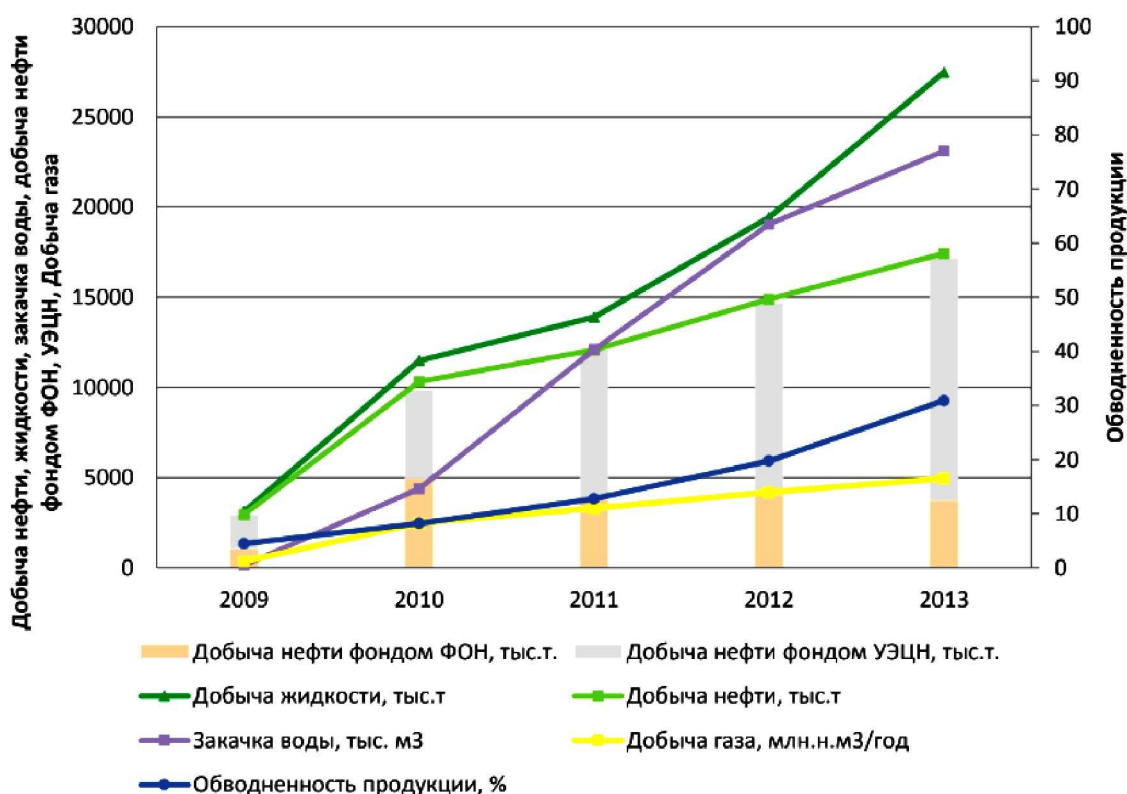


Рисунок 7 – Динамика основных технологических показателей Ванкорского месторождения на начальных этапах разработки

Объект Як-III-VII

Геолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Геолого-физическая характеристика пласта Як-III-VII

Параметры	Як-III	Як-III-VII
Средняя газонасыщенная толщина, м	–	7,0
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	17,7
Коэффициент пористости, доли ед.	0,26	0,27
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,55	0,61
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	132	320
Начальная пластовая температура, °С	30,0	31,5
Начальное пластовое давление, МПа	15,9	15,9
Вязкость нефти в пл. условиях, мПа·с	6,4	8,7
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,893	0,907
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,127	1,120
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,9	15,9
Газосодержание, м ³ /т	60,6	59,5

За 2009 год из объекта Як-III-VII добыли 2475,3 тыс. тонн нефти (по проекту 1483,5) при среднем дебите нефти 468,4 тонн/сут., жидкости – 2657,6 тыс. тонн (по проекту 1660,5) при среднем дебите жидкости 502,8 тонн/сут.; закачали 40,6 тыс. м³ воды, обводненность составила 6,86 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 47 ед., из них 36 скважин приходится на ЭЦН, в нагнетании – 1 скважина со среднесуточной приемистостью 324 м³/сут. Добыча нефти по ЭЦН – 2338,5 тыс. тонн, по ФОН – 136,8 тыс. тонн.

За 2010 год из объекта Як-III-VII добыто 8713,4 тыс. тонн нефти (по проекту 6773,1) и 9768,5 тыс. тонн жидкости (по проекту 7874). Добыча объекта Як-III-VII составляет 68,6 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. тонн и 14127 тыс. тонн жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 439 тонн/сут., по жидкости – 492 тонн/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 59 скважин и 22 скважины в нагнетании. Действующий фонд состоит из 47 скважин ЭЦН и 12 скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 7891,1 тыс. тонн, по ФОН – 822,3 тыс. тонн.

За 2011 год из объекта Як-III-VII добыто 9684,2 тыс. тонн нефти (по проекту 9035) и 11457,8 тыс. тонн жидкости (по проекту 10462). Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,6 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. тонн и 17089 тыс. тонн жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 373,4 тонн/сут., по жидкости – 442 тонн/сут. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 88 скважин и 29 скважин в нагнетании. Действующий фонд состоит из 77 скважин ЭЦН и 11 скважин, работающих фонтанным способом эксплуатации (ФОН). Добыча нефти по ЭЦН – 8380,6 тыс. тонн, по ФОН – 1303,6 тыс. тонн.

За 2012 год из объекта Як-III-VII добыто 12313,7 тыс. тонн нефти (по проекту 11117) и 17269,3 тыс. тонн жидкости (по проекту 13403). Добыча объекта Як-III-VII составляет 67,4 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. тонн и 23887 тыс. тонн жидкости по месторождению. Среднесуточный дебит по нефти – 324,4 тонн/сут., по жидкости – 454,9 тонн/сут.

Актуальное состояние разработки объекта Як-III-VII по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Состояние разработки объекта Як-III-VII

Показатели разработки объекта	План	Факт
Режим разработки	расширение ГШ, водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,448 / 0,165	0,448 / 0,165
Текущий отбор от НИЗ, %	36,9	37,1
Накопленная добыча нефти, млн тонн	102,25	102,68
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	–	–
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	12,27	12,70
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	55,51	57,77
Добыча газа за 2017 год, млн м ³	1354,01	2160,40
Закачка воды за 2017 год, млн м ³	54,38	53,95
Компенсация (накопленная / текущая), %	68,3 / 89,3	69,2 / 81,7
Средний дебит нефти, тонн/сут.	102,50	106,39
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	463,80	483,98
Средняя обводненность, %	77,91	78,01
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	328 / 90	327 / 94
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	3,64	3,48
Доля механизированного фонда, %	100	100
Доля действующего фонда с ГРП, %	0	0
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	148,0	218,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН
Типы заканчивания скважин	щелевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

По состоянию на 01.01.2018 г. из объекта добыто 102,68 млн тонн нефти (по проекту 102,25 млн тонн). Компенсация отбора закачкой – 69,2 % (по проекту 68,3 %).

Отбор от НИЗ составил 37,1 % (по проекту 36,9 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектные и составила 78,01 % (проект 77,91 %). Средние дебиты нефти и жидкости составили 106,39 тонн/сут. и 483,98 тонн/сут. соответственно (проектные 102,5 тонн/сут. и 463,8 тонн/сут.).

Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов показана на рисунке 8, карта динамики пластового давления с начала разработки – на рисунке 9.

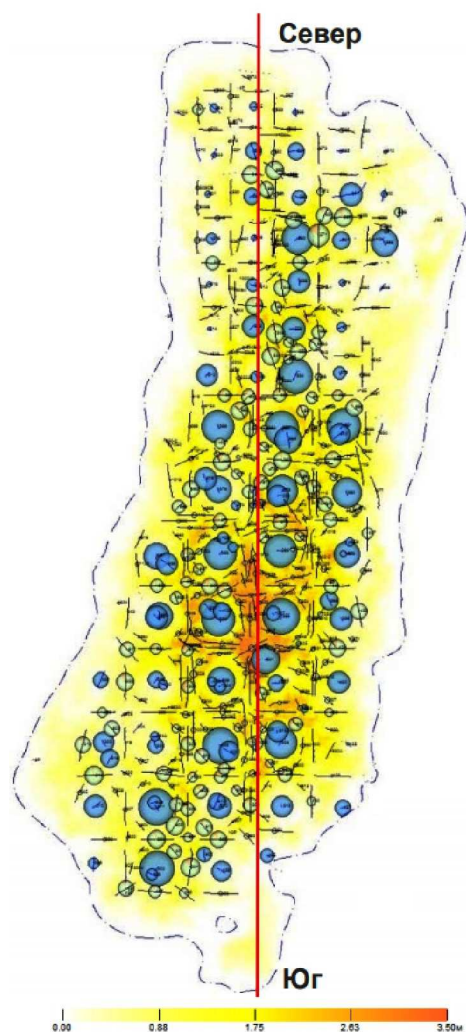


Рисунок 8 – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов

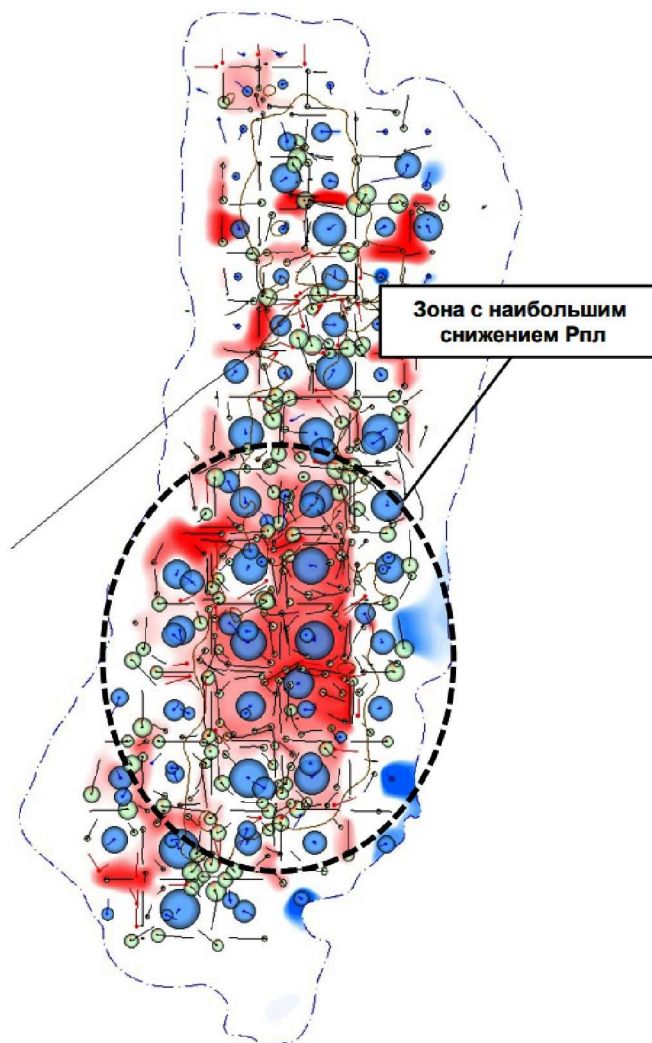


Рисунок 9 – Карта динамики пластового давления с начала разработки

Из-за длительной отработки добывающих скважин, позднего ввода объектов ЦПС (ППД) и УПСВ-север (ППД) средне-пластовое давление на объекте Як-III-VII снизилось на ~ 31 атм. Наибольшее падение пластового давления локализовано в центральной зоне пласта Як-III-VII. С целью компенсации отборов пластового флюида приемистость нагнетательных скважин была увеличена с забойным давлением выше давления разрыва пласта, что привело к образованию трещин авто-ГРП на нагнетательном фонде. В 2017 году реализовано бурение 6 дублеров скважин ППД.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Як-III-VII приведены на рисунке 10, динамика показателей разработки объекта Як-III-VII – на рисунке 11.

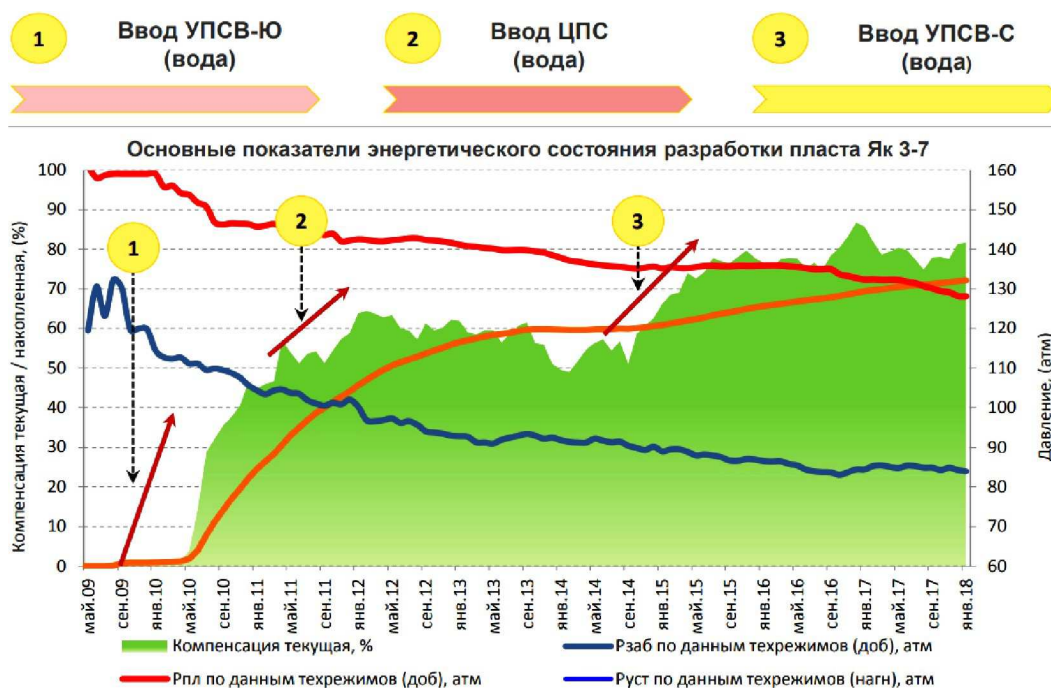


Рисунок 10 – Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Як-III-VII

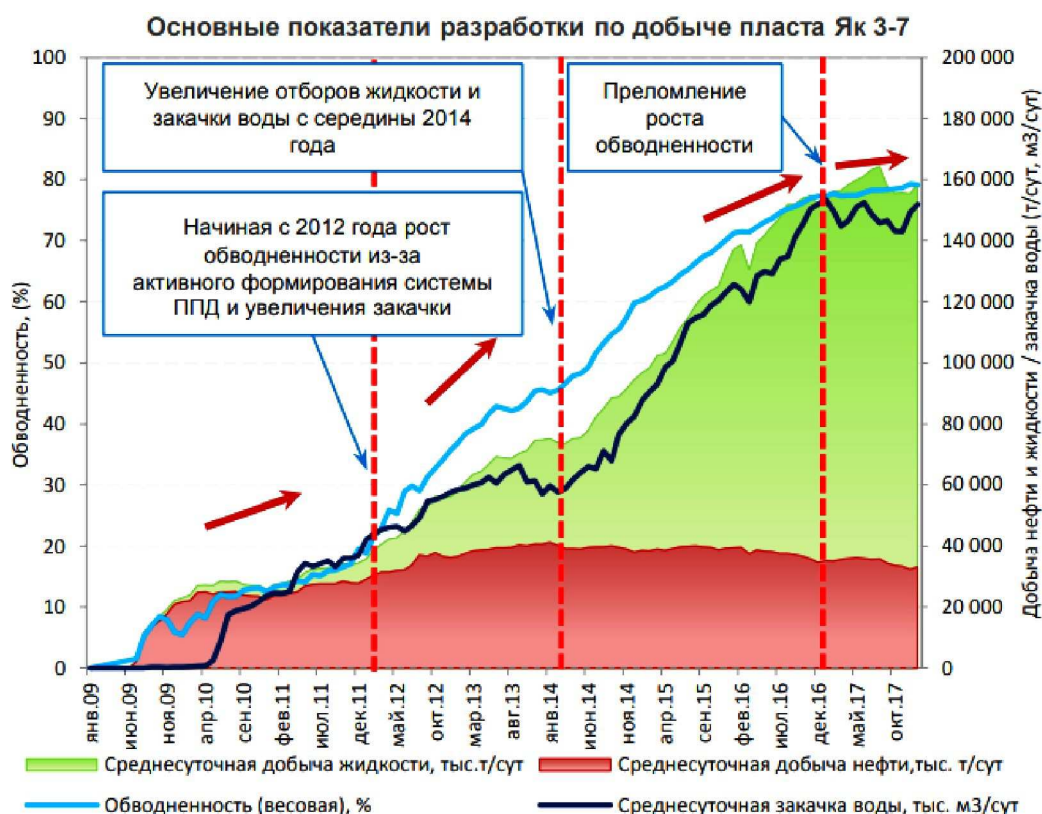


Рисунок 11 – Динамика показателей разработки объекта Як-III-VII

Анализ состояния разработки объекта Як-III-VII показал рост обводненности пласта, начиная с 2012 года в связи с вводом нагнетательных скважин и активным формированием системы ППД. Рост обводненности замедляется к середине 2014 года. Темп роста обводненности снижается в связи с вводом новых нефтедобывающих скважин в эксплуатацию. С начала 2016 года отмечается уменьшение темпа обводненности пласта Як-III-VII (+7 % за 2016 год) с дальнейшим снижением обводненности в 2017 году в результате бурения, ввода новых скважин и применения технологий выравнивания профилей приемистости и регулировки отбора жидкости.

На 01.01.2018 г действующий фонд скважин составил 421 ед. (из них 327 добывающих и 94 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН. По состоянию на 01.01.2018 г. основные проектные показатели разработки достигнуты.

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Як-III-VII:

- наиболее выработанный пласт – Як-III-VII – характеризуется максимальным потенциалом по выработке. Дальнейшая стратегия выработки запасов Як-III-VII связана с уплотняющим бурением на разные этажи нефтеносности и применение блокирующих составов (ПОТ) для перераспределения фильтрационных потоков. Ввод мероприятий по ограничению водопритока.

Объект Нх-1

Общая геолого-физическая характеристика эксплуатационного объекта Нх-1 приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Геолого-физическая характеристика пласта Нх-1

Параметры	Нх-1
Средняя газонасыщенная толщина, м	1,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,19
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,48
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	3
Начальное пластовое давление, МПа	25,9
Вязкость нефти в пл. условиях, МПа·с	0,4
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,829
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,362
Давление насыщения нефти газом, МПа	23,9
Газосодержание, м ³ /т	171,2

За 2009 год из объекта Нх-1 добыли 54,2 тыс. тонн нефти, средний дебит нефти 362,1 тонн/сут., жидкости – 54,3 тыс. тонн. При среднем дебите жидкости 363,1 тонн/сут. обводненность составила 0,2 %. В действующем добывающем фонде 1 фонтанирующая скважина.

За 2010 год из объекта Нх-1 добыто 469,6 тыс. тонн нефти и 480,7 тыс. тонн жидкости, что составляет 3,7 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. тонн и 14127 тыс. тонн жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 169,1 тонн/сут., жидкости – 173 тонн/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 17 скважин, из которых 1 – ФОН (скважина № 120). Добыча нефти по ЭЦН – 357,6 тыс. тонн, по ФОН – 112 тыс. тонн.

За 2011 год из объекта Нх-1 добыто 1300 тыс. тонн нефти (по проекту 1408) и 1349,6 тыс. тонн жидкости (по проекту 1420), что составляет 8,8 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. тонн и 17089 тыс. тонн жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 153 тонн/сут., жидкости – 158,9 тонн/сут. Закачали воды 200,3 тыс. тонн, приемистость нагнетательной скважины составила 225,1 м³/сут. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 36 (4 скважины – ФОН, 32 скважины – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыча при фонтанном способе эксплуатации 208,4 тыс. тонн нефти, при ЭЦН – 1091,6 тыс. тонн нефти.

За 2012 год из объекта Нх-1 добыто 1283,9 тыс. тонн нефти (по проекту 1455) и 1390,9 тыс. тонн жидкости (по проекту 1474), что составляет 7 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. тонн и 23887 тыс. тонн жидкости по месторождению. Средний дебит нефти – 114 тонн/сут., жидкости – 123,5 тонн/сут. Закачали воды 1086,3 тыс. м³, приемистость нагнетательной скважины составила 235,1 м³/сут.

Актуальное состояние разработки объекта Нх-1 по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Состояние разработки объекта Нх-1

Показатели разработки	План	Факт
Режим разработки	Водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,372 / 0,083	0,372 / 0,083
Текущий отбор от НИЗ, %	22,31	22,17
Накопленная добыча нефти, млн тонн	10,61	10,53
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	–	–
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	1,56	1,48
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	4,72	4,78
Добыча газа за 2017 год, млн м ³	258,30	164,91
Закачка воды за 2017 год, млн м ³	6,73	5,89
Компенсация (накопленная / текущая), %	81,3 / 115,3	58,2 / 110,2
Средний дебит нефти, тонн/сут.	61,80	58,70
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	186,61	189,62
Средняя обводненность, %	66,90	69,00
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	70 / 40	69 / 40
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	1,75	1,73
Доля механизированного фонда, %	100	100
Доля действующего, фонда с ГРП, %	7,1	7,2
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	0,0	0,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН
Типы заканчивания скважин	щелевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

По состоянию на 01.01.2018 г. из нефтяного объекта Нх-1 добыто 10,53 млн тонн нефти (по проекту 10,61 млн тонн) Компенсация отбора закачкой – 58,17 % (по проекту 81,3 %).

Отбор от НИЗ составил 22,17 % (по проекту 22,31 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектные и составила 69,0 % (проект 66,9 %). Средние дебиты нефти и жидкости составили 58,7 тонн/сут. и 189,62 тонн/сут. соответственно (проектные 61,8 тонн/сут. и 186,61 тонн/сут.).

Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов показана на рисунке 12, карта динамики пластового давления с начала разработки – на рисунке 13.

По состоянию на 01.01.2018 г. система ППД сформирована. Поздний ввод системы ППД негативно отразился на динамике пластового давления, что привело к его снижению в среднем на 79 атм.

Текущая компенсация составила 110 %. В конце 2016 года выполнено снижение закачки из-за преждевременных прорывов к добывающим скважинам, что значительно повлияло на снижение роста обводненности в течение 2017 года.

Анализ состояния разработки объекта Нх-1 показал рост обводненности пласта, начиная с 2014 года в связи с увеличением закачки. Фиксируется увеличение темпа роста обводненности в начале 2016 года в связи с увеличением отборов жидкости. К 2017 году наблюдается значительное снижение роста обводненности.

По состоянию на 01.01.2018 г действующий фонд скважин составил 109 ед. (из них 69 добывающих и 40 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН.

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 228 атм. (на 01.01.2011 г.) до 203 атм. (на 01.01.2013 г.) при начальном – 258 атм.

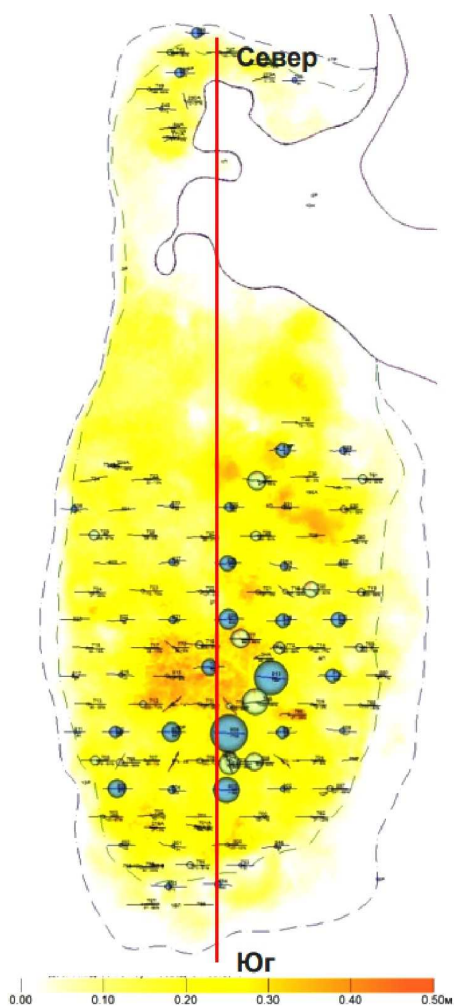


Рисунок 12 – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов

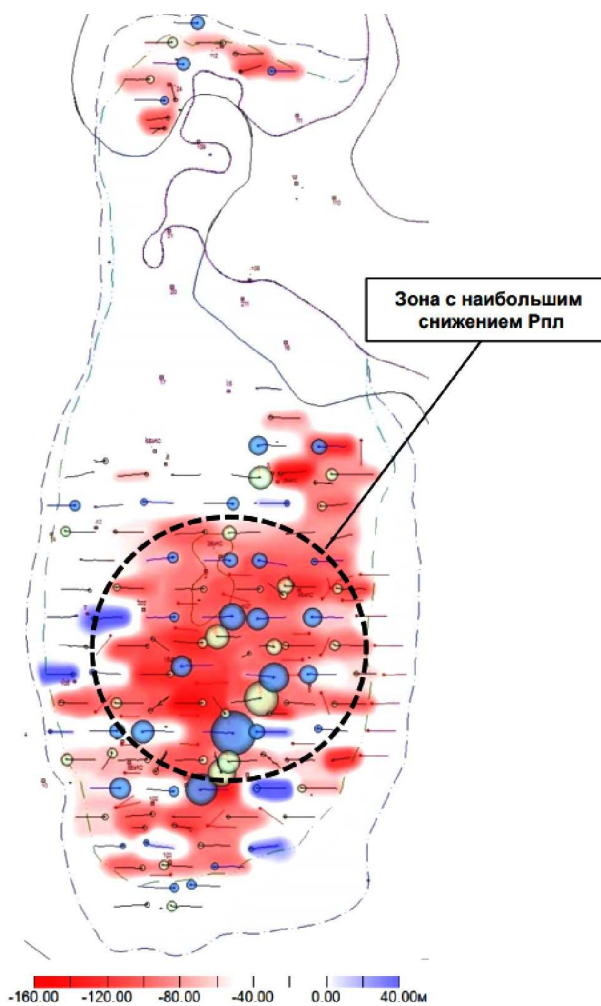
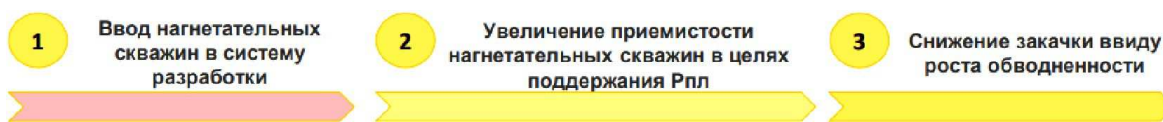


Рисунок 13 – Карта динамики пластового давления с начала разработки



Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-1

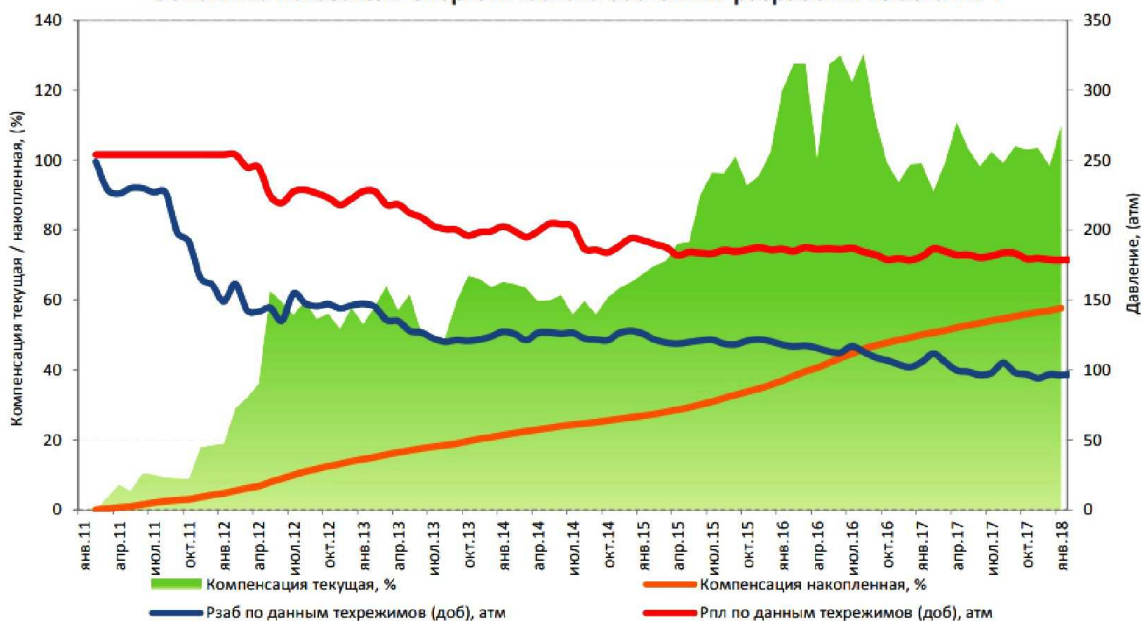


Рисунок 14 – Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-1

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-I приведены на рисунке 14, динамика показателей разработки объекта Нх-I – на рисунке 15.



Рисунок 15 – Динамика показателей разработки объекта Нх-I

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Нх-I:

- значительная часть запасов (~ 21 млн тонн – 45 %) сосредоточена в низкопроницаемой зоне и не вовлечена в разработку (нижняя зона Нх-I);
- с целью охвата недренируемой нижней зоны Нх-I рекомендуется формирование собственной сетки скважин. Для выработки запасов верхней зоны планируется уплотняющее бурение и применение блокирующих составов (ПОТ).

Объект Нх-III-IV

Общая геолого-физическая характеристика пласта Нх-III-IV приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Геолого-физическая характеристика пласта Нх-III-IV

Параметры	Нх-III-IV
Средняя газонасыщенная толщина, м	14,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	17,5
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,54
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	12
Начальное пластовое давление, МПа	27,3
Вязкость нефти в пл. условиях, МПа·с	0,6
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	0,843
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,88
Давление насыщения нефти газом, МПа	26,3
Газосодержание, м ³ /т	184,5

За 2009 год из объекта Нх-III-IV добыли 1110,7 тыс. тонн нефти при среднем дебите нефти 363 тонн/сут., жидкости – 1140,4 тыс. тонн при среднем дебите жидкости 372,7 тонн/сут., закачали 139,2 тыс. м³ воды, обводненность составила 2,6 %. Действующий фонд добывающих скважин составил 24 ед., из них 22 скважины приходится на ФОН, в нагнетании – 2 скважины со среднесуточной приемистостью 621,8 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 1086,1 тыс. тонн нефти, при ЭЦН – 24,6 тыс. тонн нефти.

За 2010 год из объекта Нх-III-IV добыто 3517,1 тыс. тонн нефти и 3877,5 тыс. тонн жидкости, что составляет 27,7 % от общей добычи нефти – 12700 тыс. тонн и 14127 тыс. тонн жидкости по месторождению. Закачали 1250,9 тыс. м³, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1087,3 м³/сут. По состоянию на 01.01.2011 г. действующий фонд добывающих скважин составил 48 ед. (31 скважина – ФОН, 17 скважин – ЭЦН) и 6 скважин в нагнетании. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3036,5 тыс. тонн нефти, при ЭЦН – 480,5 тыс. тонн нефти.

За 2011 год из объекта Нх-III-IV добыто 3871,4 тыс. тонн нефти и 4281,2 тыс. тонн жидкости, что составляет 27,5 % от общей добычи нефти – 14856 тыс. тонн и 17089 тыс. тонн жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2012 г. действующий фонд добывающих скважин составил 53 ед. (41 скважина – ФОН, 12 скважин – ЭЦН) и 11 скважин в нагнетании. Закачали 2965,5 тыс. м³, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 1022,5 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3316,8 тыс. тонн нефти, при ЭЦН – 554,7 тыс. тонн нефти.

За 2012 год из объекта Нх-III-IV добыто 4475,6 тыс. тонн нефти и 5226,4 тыс. тонн жидкости, что составляет 26,3 % от общей добычи нефти – 18073 тыс. тонн и 23887 тыс. тонн жидкости по месторождению. По состоянию на 01.01.2013 г. действующий фонд добывающих скважин составил 69 ед. (46 нефтяных и 23 нагнетательных, находящихся в отработке на нефть) и 18 скважин в нагнетании. Закачали 4394,1 тыс. м³, средняя приемистость нагнетательной скважины составила 804,2 м³/сут. Добыли при фонтанном способе эксплуатации 3814,3 тыс. тонн нефти (49 скважин), при ЭЦН – 661,3 тыс. тонн нефти (20 скважин).

Актуальное состояние разработки объекта Нх-III-IV по состоянию на 01.01.2018 г. представлено в таблице 11.

По состоянию на 01.01.2018 г. из нефтегазоконденсатного пласта Нх-III-IV добыто 40,19 (по проекту 41,29) млн тонн нефти.

Таблица 11 – Показатели разработки объекта Нх-III-IV

Показатели разработки	План	Факт
Режим разработки	газонапорный, водонапорный	
КИН конечный / текущий, доли ед.	0,408 / 0,110	0,408 / 0,118
Текущий отбор от НИЗ, %	27,21	28,88
Накопленная добыча нефти, млн тонн	41,29	40,19
Накопленная добыча конденсата, млн тонн	3,62	3,60
Добыча нефти за 2017 год, млн тонн/год	4,51	3,41
Добыча жидкости за 2017 год, млн тонн	11,28	9,40
Добыча газа за 2017 год, млн м ³	5207,10	4644,08
Закачка воды за 2017 год, млн м ³	11,08	11,91
Компенсация (накопленная / текущая), %	29,2 / 36,0	52,6 / 38,6
Средний дебит нефти, тонн/сут.	106,9	100,6
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	314,9	276,9
Средняя обводненность, %	66,0	70,8
Фонд скважин (добывающие / нагнетательные), шт.	99 / 32	93 / 40
Соотношение фонда (добывающих / нагнетательных), доли ед.	3,09	2,33
Доля механизированного фонда, %	100	89
Доля действующего фонда с ГРП, %	0	0
Среднегодовой дебит нефти по ВНС за 2017 год, тонн/сут.	105,9	213,0
Способы эксплуатации	ЭЦН	ЭЦН, ФОН
Типы заканчивания скважин	щелевой фильтр, ResFlow, Equalizer	
Типы скважин	наклонно-направленные, горизонтальные	

Отбор от НИЗ составил 28,88 % (по проекту 27,21 %). Средняя обводненность добывающих скважин превысила проектную и составила 70,8 % (проект 66,0 %). Средний дебит нефти и жидкости значительно ниже проектных показателей 100,6 и 276,9 тонн/сут. (проектные 106,9 тонн/сут. и 314,9 тонн/сут.).

Локализованы зоны наибольшего снижения пластового давления, представленные в северной и южной частях пласта. Данные локализованные области включают большое количество скважин, пробуренных в суперколлектор, что отражает максимальное падение пластового давления в этой зоне.

С 2011 года в зоне отбора (южная часть залежи) наблюдается падение пластового давления с 251,6 атм. (на 01.01.2011 г.) до 238,1 атм. (на 01.01.2013 г.) при начальном – 271 атм.

С целью компенсации отборов пластового флюида в 2013 году было введено 6 газонагнетательных скважин для нагнетания в газовую шапку. С середины 2017 года реализуется программа водогазового воздействия для снижения рециркуляции закачиваемого газа, изменения механизма вытеснения и повышения давления в подгазовой зоне.

Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов показана на рисунке 16, карта динамики пластового давления с начала разработки – на рисунке 17.

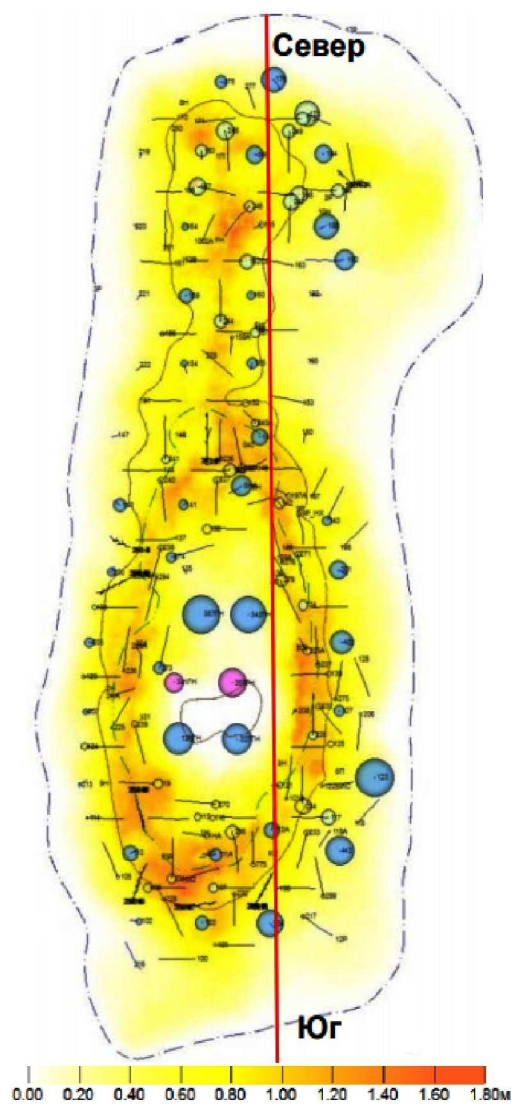


Рисунок 16 – Карта текущих отборов остаточных извлекаемых запасов

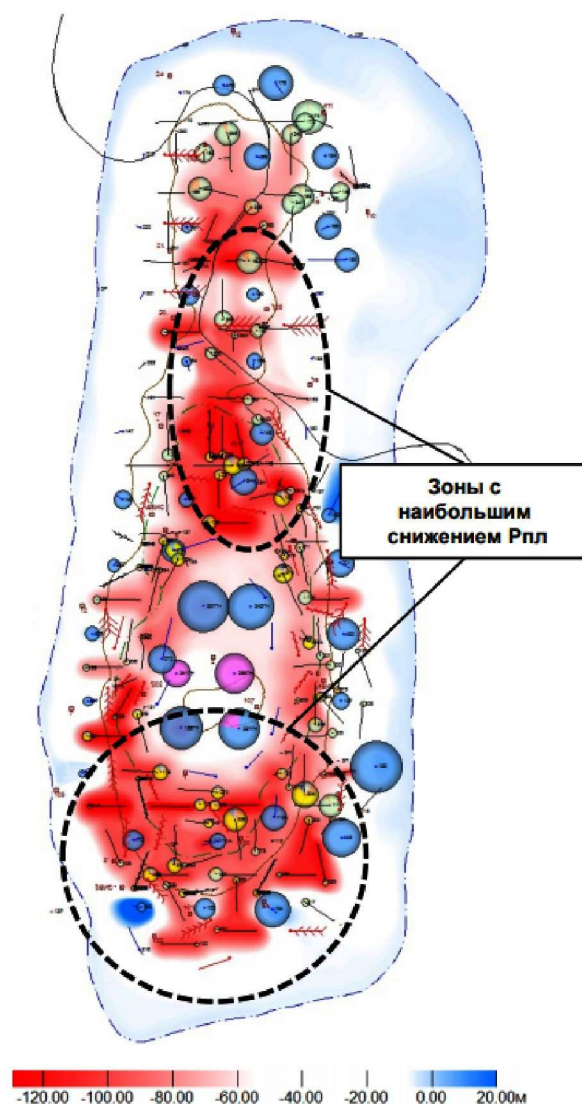


Рисунок 17 – Карта динамики пластового давления с начала разработки

Добыча нефти осложнена высоким газовым фактором по причине фильтрации закачиваемого газа по суперколлектору. Вследствие чего возникло недостижение потенциала добычи жидкости скважин в центральной и южной частях залежи.

С 2017 года отмечается значительное снижение закачки, не повлиявшее на рост обводненности.

По состоянию на 01.01.2018 г. действующий фонд скважин составил 133 ед. (из них 93 добывающих и 40 нагнетательных). Все добывающие скважины оборудованы УЭЦН.

Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-III-IV приведены на рисунке 18, основные показатели разработки объекта Нх-III-IV – на рисунке 19.

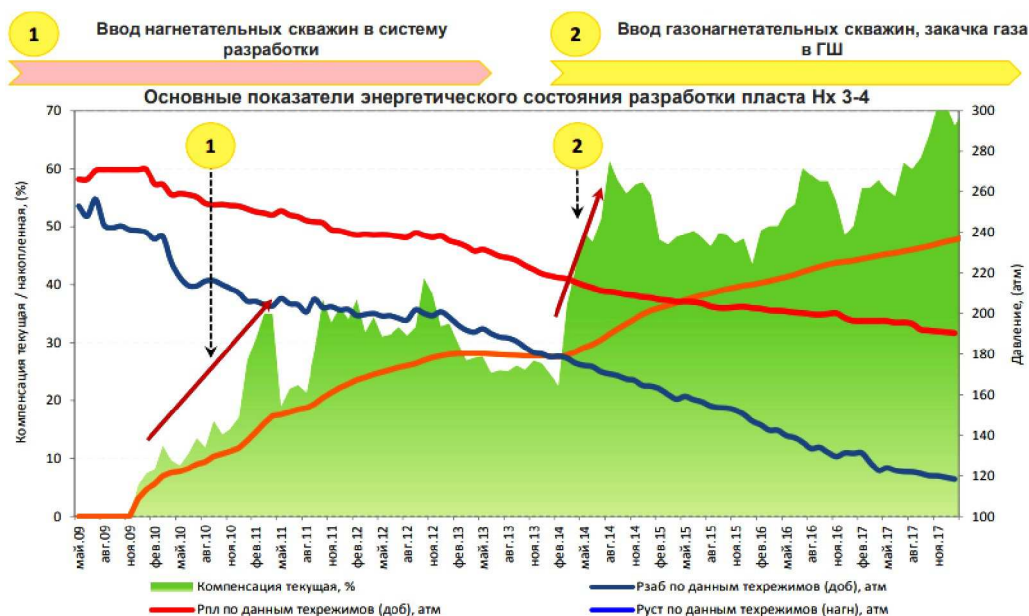


Рисунок 18 – Основные показатели энергетического состояния разработки пласта Нх-III-IV



Рисунок 19 – Основные показатели разработки объекта Нх-III-IV

Выводы по текущему состоянию разработки объекта Нх-III-IV:

- основной объем добычи – суперколлектор. Наибольшие запасы – Нх-IV. Для увеличения темпов отбора запасов Нх-IV рекомендуется формирование собственной сетки скважин с ППД;

- значительная часть геологических запасов (~ 40 млн тонн) сосредоточена в низкопроницаемой зоне Нх-III и практически не вовлечена в разработку. С целью охвата этих запасов планируется формирование собственной сетки скважин с ППД.

Результаты анализа текущего состояния разработки

Основные показатели состояния разработки месторождения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Состояние разработки Ванкорского месторождения по состоянию на 01.01.2018 г.

Накопленная добыча нефти и конденсата, млн тонн	153,4
Текущие извлекаемые запасы нефти, млн тонн	324,7
Текущие извлекаемые запасы газового конденсата, млн тонн	2,2
Пиковая добыча нефти и конденсата, млн тонн	22 (в т.ч. 0,49 млн тонн ГК)
Текущая добыча нефти и конденсата, млн тонн	17,6 (в т.ч. 0,67 млн тонн ГК)
Текущий КИН	0,133
Текущая обводненность, %	76,4
Отбор от НИЗ / отбор от вовлеченных запасов, %	32/32
Средний дебит нефти, тонн/сут.	105
Средний дебит жидкости, тонн/сут.	446

По состоянию на 01.01.2018 г. Ванкорское месторождение насчитывает 726 скважин по основным эксплуатационным объектам, в т.ч.:

- 472 нефтедобывающие;
- 156 нагнетательных;
- 22 газовые;
- 76 водозаборных.

Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения показана на рисунке 20.

Основные особенности разработки месторождения:

- III стадия разработки месторождения;
- опережающая обводненность пластов Як-III-VII и Нх-III-IV.

Основные осложняющие факторы:

- высокопроницаемые пропластки Як-III-VII;
- высокое соотношение добывающих скважин к нагнетательным (~ 3);
- суперколлектор Нх-III-IV;
- зоны низких ФЕС Нх-I и Нх-III.



Рисунок 20 – Динамика основных показателей разработки Ванкорского месторождения

Текущая стратегия разработки месторождения:

- уплотняющее бурение;
- вовлечение в разработку зон с низкими фильтрационно-емкостными свойствами Нх-I и Нх-III;
- развитие стратегии по ограничению водопритока ВПП/РИР;
- реализация стратегии водогазового воздействия.

Литература:

1. Дополнение к Технологической схеме разработки Ванкорского месторождения. – Уфа : ООО «РН-УфаНИПИнефть», 2009.
2. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений : РД 153-39.0-047-00 / Утверждено Минтопэнерго России; введено 10.03.2000. – М., 2000.
3. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: разработаны федеральным государственным учреждением «Экспертнефтегаз» Министерства энергетики Российской Федерации. – М. : ВНИИОЭНГ, 2003.
4. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений / разработаны федеральным государственным учреждением «Экспертнефтегаз» Министерства энергетики Российской Федерации. – М. : ВНИИОЭНГ, 2003. – Ч. 2: Фильтрационные модели.
5. Временный регламент оценки качества и приемки трехмерных цифровых геолого-гидродинамических моделей, представляемых пользователями недр в составе технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья на рассмотрение ЦКР Роснедр по УВС / принят на расширенном заседании ЦКР Роснедр по УВС от 19.04.2012 г. (протокол № 5370); введено в действие с 01.07.2012. – М. : ОАО «Газпром», 2012.
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
8. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 2. – 348 с.
9. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
10. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
11. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
12. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Сполом, 2018. – 476 с.
13. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
14. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В. Предпосылки и задачи моделирования горных пород с точки зрения установления условий наступления факторов осложнения добычи // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2014. – № 2. – С. 27–33.
15. Березовский Д.А., Лаврентьев А.В., Савенок О.В., Кошелев А.Т. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
16. Березовский Д.А., Матвеева И.С., Савенок О.В. Проблема «самозадавливания» скважин и пути ее решения на Медвежьем месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 11/2016. – С. 53–62.
17. Березовский Д.А., Кусов Г.В., Савенок О.В., Джозефс Эджемен Рэйчел. Технологии и принципы разработки многопластовых месторождений // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 1. – С. 33–50.
18. Сезар Лину Андре, Очередыко Т.Б., Савенок О.В., Матвеева И.С. Анализ эффективности применения технологий водоизоляционных работ в продуктивных пластах Южно-Ягунского месторождения // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 208–236.
19. Кусов Г.В., Савенок О.В., Березовский Д.А. Технологический режим эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин на Медвежьем газовом месторождении // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsn.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>

20. Матвеева И.С., Березовский Д.А., Савенок О.В. Расчет предельного безводного дебита скважины на примере Комсомольского газового месторождения / Материалы X Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (24–26 октября 2017 года, г. Пермь). Секция 3 Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2017. – С. 176–179.

21. Мажник В.И., Лешкович Н.М. Совершенствование технологий борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 227–232.

22. Мажник В.И., Лешкович Н.М., Полищук Д.А. Расчет экономической эффективности применения аппаратов «ШТОРМ УКМ НП» как одного из методов борьбы с АСПО на Ванкорском месторождении // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 233–237.

References:

1. Addition to the Technological scheme of development of the Vankorsky field. – Ufa : LLC RN-Ufanipineft, 2009.

2. Regulations on creation of permanent geological and technological models of oil and gas-oil fields : RD 153-39.0-047-00 / Is approved by Ministry of Fuel and Energy of Russia; it is entered 10.03.2000. – M., 2000.

3. Methodical instructions on creation permanent geologo-tekhnologicheskyy models of oil and gas-oil fields: are developed by federal public institution of Ekspertneftegaz of the Ministry of Energy of the Russian Federation. – M. : VNIIOENG, 2003.

4. Methodical instructions on creation permanent geologo-tekhnologicheskyy models of oil and gas-oil fields / are developed by federal public institution of Ekspertneftegaz of the Ministry of Energy of the Russian Federation. – M. : VNIIOENG, 2003. – Part 2: Filtrational models.

5. Temporary regulations of assessment of quality and acceptance of the three-dimensional digital geological and hydrodynamic models represented by subsoil users as a part of engineering designs of development of fields of hydrocarbon raw materials for consideration of TsKR of Rosnedra on UVS / are adopted at an enlarged meeting of TsKR of Rosnedra on UVS of 19.04.2012 (protocol № 5370); it is put into operation from 01.07.2012. – M. : JSC Gazprom, 2012.

6. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 203 p.

7. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 1. – 348 p.

8. Bulatov A.I., Kusov G.V., Savenok O.V. Asfalto-smolo-parafinovyie deposits and hydrate formations: prevention and removal in 2 volumes : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2011. – Т. 2. – 348 p.

9. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : LLC Prosveshcheniye-Yug, 2011. – 603 p.

10. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – Т. 1–4.

11. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

12. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennyya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – Lviv : Spol, 2018. – 476 p.

13. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, reconnaissance and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.

14. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Avenok O.V. Prerequisites and problems of modeling of rocks in terms of establishment of conditions of approach of factors of a complication of production // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2014. – № 2. – P. 27–33.

15. Berezovsky D.A., Lavrentyev A.V., Avenok O.V., Koshelev A.T. Development of physical and chemical models and methods of forecasting of a condition of breeds collectors // Oil economy. – 2014. – № 9. – С. 84–86.

16. Berezovsky D.A., Matveeva I.S., Avenok O.V. Problem of «samozadavlivaniye» of wells and a way of its decision on Medvezhye field // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 11/2016. – P. 53–62.
17. Berezovsky D.A., Kusov, Avenok O.V., Dzhozefs Edzhemen of Rachael. Technologies and principles of development of multibedded fields // Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 1. – P. 33–50.
18. César Lina Andrée, Ocheredko T.B., Savenok O.V., Matveev I.S. The analysis of efficiency of use of technologies of water insulating works in productive layers of the Southern Yagunsky field // the Scientific magazine Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing house – the South, 2017. – № 3. – P. 208–236.
19. Kusov G.V., Avenok O.V., Berezovsky D.A. The technological mode of operation of gas and gas-condensate wells on Medvezhye gas field // the Messenger of student's science of department of information systems and programming. – 2017. – № 02. – URL : <http://vsni.esrae.ru/pdf/2017/02/6.PDF>
20. Matveeva I.S., Berezovsky D.A., Avenok O.V. Calculation of a limit waterless output of the well on the example of the Komsomol gas field / Materials X of the All-Russian scientific and technical conference «Problems of Development of Fields of Hydrocarbon and Ore Minerals» (on October 24–26, 2017, Perm). Section 3 Development of Oil and Gas Fields. – Perm : Publishing house of the Perm national research polytechnical university, 2017. – P. 176–179.
21. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M. Improvement of technologies of fight against ASPO on the Vankorsky field // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 227–232.
22. Mazhnik V.I., Leshkovich N.M., Polishchuk D.A. Calculation of cost efficiency of use of the devices «STORM UKM NP» as one of methods of fight against ASPO on the Vankor-sky field // Bulatovskiye of reading: materials II of the International scientific and practical conference (on March 31, 2018) in 7 volumes : the collection of articles / under a general edition of the Dr. Sci. Tech., the prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2018. – T. 2 in 2 h: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 233–237.