



Оригинальная статья / Original article

УДК 551.243.8:552.578.2.061.553.98(47)

DOI: <http://dx.doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-350-363>

Влияние особенностей геологического строения Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения на систему его разработки и эксплуатации

© Л.А. Рапацкая^a^aИркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия

Резюме: Целью исследования является анализ зависимости между уточнением сложности геологического строения Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения и корректировкой планов его разработки. В работе использованы данные опытно-промышленной эксплуатации ОАО «Верхнечонскнефтегаз» по разведочным и эксплуатационным скважинам, результаты геофизических работ и материалы исследований, опубликованные в открытой печати. Верхнечонское месторождение имеет уникальное по сложности геологическое строение, что обусловлено сочетанием тектонических нарушений, сопровождавшихся внедрением траппов, высокой минерализацией пластовых вод, резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов по площади и разрезу из-за невыдержанности литологического состава коллекторов, их засоления и полного выклинивания. Система разработки любого месторождения должна учитывать особенности его структурно-тектонического, литолого-фациального строения и отвечать конкретным технико-экономическим требованиям, предъявляемым к бурению и эксплуатации скважин. Сложность строения Верхнечонского месторождения диктует особо тщательный выбор системы разработки, которая закономерно изменяется по мере изучения особенностей строения месторождения. Так, на первых этапах разработки месторождения был предложен проект бурения вертикальных скважин, который вскоре сменился проектом бурения наклонно-горизонтальных скважин с расчетом двух вариантов. По проекту опытно-промышленной эксплуатации Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения ОАО «Верхнечонскнефтегаз» для наиболее разведанных залежей I и II блоков верхнечонского горизонта были разработаны два варианта равномерных сеток наклонно-направленных и горизонтальных скважин с площадным заводнением. В связи с развитыми процессами вторичного засоления коллекторов использование метода заводнения потребовало изучения состава пластовых вод. Предложенный план бурения с применением забойного двигателя и гамма-каротажа не обеспечивал проводку стволов по наиболее продуктивным участкам пласта, вследствие чего дебиты некоторых наклонно-направленных и горизонтальных скважин оказались недостаточно высокими. С целью увеличения эффективности бурения специалисты департамента буровых работ ОАО «Верхнечонскнефтегаз» совместно со специалистами департамента по геологии и разработке месторождений компании Schlumberger предложили новую методику, позволяющую повысить эффективность бурения за счет использования роторно-управляемой системы, каротажа во время бурения и геонавигации. Таким образом, система разработки Верхнечонского месторождения изменялась по мере уточнения особенностей геологического строения, анизотропии фильтрационно-емкостных свойств и толщин продуктивных горизонтов по площади и разрезу, их засоления и полного выклинивания, состава пластовых вод.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Верхнечонское месторождение, тектоника, разломы, траппы, продуктивные горизонты, засоление, пластовые воды, системы разработки, наклонно-направленные и горизонтальные скважины

Информация о статье: поступила в редакцию 17 июня 2020 г.; поступила после рецензирования и доработки 30 июля 2020 г.; принята к публикации 31 августа 2020 г.

Для цитирования: Рапацкая Л.А. Влияние особенностей геологического строения Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения на систему его разработки и эксплуатации. *Науки о Земле и недропользование*. 2020. Т. 43. № 3. С. 350–363. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-350-363>

The features of the geological structure of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field and their influence on the field development and operation system

© Larisa A. Rapatskaya^a^aIrkutsk National Research Technical University, Irkutsk, Russia

Abstract: The study aims to analyze the relationship between the redetermination of the complexity of the geological structure of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field and the schedule adjustment of the field development plans. The paper uses the data on the exploration and production wells obtained from the pilot operation of JSC Verkhne-



chonskneftegaz, the geophysical work results, and the research materials publicly available in the press. The geological structure of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field is unique in its complexity. This is due to the following factors: a combination of tectonic disturbances accompanied by the intrusion of traps; high mineralization of the reservoir water; sharp variability of the filtration and reservoir properties of the producing horizons by area and section due to the unevenness of the lithological composition of the reservoirs, their salinization and complete pinch-out. The development system of any field should take into account the peculiarities of the field's tectonic and lithological-facies structure, and meet specific technical and economic requirements for drilling and operating wells. The complexity of the field structure requires a thorough selection of a development system that inevitably changes as the features of the field structure are studied, e.g. vertical drilling suggested at the initial stage of the field development was shortly after replaced with inclined-horizontal drilling with the calculation of two options. Within the pilot operation project of the Verkhnechonsky field, JSC Verkhnechonskneftegaz has developed two variants of uniform grids of directional and horizontal wells with pattern flooding for the most explored deposits of the Verkhnechonsky horizon of blocks I and II. Because of the intensive processes of the reservoirs' secondary salinization, the flooding method required a study of the reservoir water composition. However, the proposed drilling plan using a downhole engine and gamma-ray logging could not ensure the wellbores ducting through the most productive sections of the horizon, therefore, the flow rates of some directional and horizontal wells were not high enough. To increase the drilling efficiency, the specialists of the Drilling Department (JSC Verkhnechonskneftegaz), together with the Department of Geology and Field Development (Schlumberger Ltd.), proposed a new methodology that increases the drilling efficiency by using a rotary-controlled system, logging-while-drilling, and geosteering. Thus, the development system of the Verkhnechonsky oils and gas condensate field was changing in the process of specifying the field's geological structure, anisotropy reservoir properties, and the thickness of the producing horizons in size and cut, their salinization and pinch-out, and the composition of the reservoir waters.

Keywords: Verkhnechonsky oil and gas condensate field, tectonics, traps, producing horizons, reservoir, salinization, reservoir waters, development systems

Information about the article: received June 17, 2020; revised July 30, 2020; accepted August 31, 2020.

For citation: Rapatskaya L.A. The features of the geological structure of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field and their influence on the field development and operation system. *Nauki o Zemle i nedropol'zovanie = Earth sciences and subsoil use*. 2020;43(3):350–363. (In Russ.) <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2020-43-3-350-363>

Введение

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (ВЧНГКМ) общей площадью 2,4 тыс. км² является крупнейшим в Иркутской области и вторым по величине на востоке России. Относится ВЧНГКМ к Восточно-Сугдинскому нефтегазоносному участку Непско-Ботубинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В геоструктурном отношении месторождение приурочено к северо-западной периклинали Чоно-Пеледуйского поднятия в пределах присводовой части Непско-Ботубинской антеклизы и связано со сложно построенной структурой размером 65×45 км.

Материалы и методы исследования

ВЧНГКМ – уникальное месторождение по степени сложности геологического строения. Это обусловлено сочетанием тектонических нарушений, сопровождавшихся внедрением траппов, высокой минерализацией пластовых вод, резкой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных горизонтов по площади и разрезу из-за невыдер-

жанности литологического состава коллекторов, их засоления и полного выклинивания [1–3].

Кроме того, залежи продуктивных горизонтов отличаются различным фазовым состоянием и, по-видимому, представляют единую флюидодинамическую систему нефтегазообразования, в основе которой лежит представление о единстве триады: очаг генерации, пути миграции и зоны аккумуляции углеводородов [4]. Тектонические разломы различной кинематики и масштабов, образующие сложную систему блоков, оказывают непосредственное воздействие на онтогенез углеводородов через структурный, вещественный и флюидодинамический контроль, который закономерно изменяется во времени и пространстве. По данным сейсморазведочных работ, разрывные нарушения осложняют структурные планы поверхности фундамента и осадочного чехла. Часть из них прослеживается только в подсолевой и солевой областях разреза, другая часть затрагивает весь разрез.

Самая длительная активизация разломов, как отмечает Л.А. Барышев [1], прошла в пермо-триасовое время и отличалась массо-



вым внедрением трапповых интрузий [5, 6]. Среди выделенных разрывных нарушений наиболее высокими амплитудами смещения отличаются Могинско-Ленский разлом, Верхнечонско-Талаканский и Усольский грабены (рис. 1). Наиболее крупный разлом субширотного простирания – Могинско-Ленский – пересекает все месторождение, разделяя его на «центральный» северо-западный и северо-

восточный блоки, сопровождается внедрениями даек траппов и незначительными по протяженности оперяющими разломами (см. рис. 1). Разломы, ограничивающие северо-западное окончание Верхнечонско-Талаканского грабена, рассекающего северо-восточную часть месторождения, имеют вертикальное смещение по породам фундамента до 100 м, по терригенному комплексу венда – около 20 м.

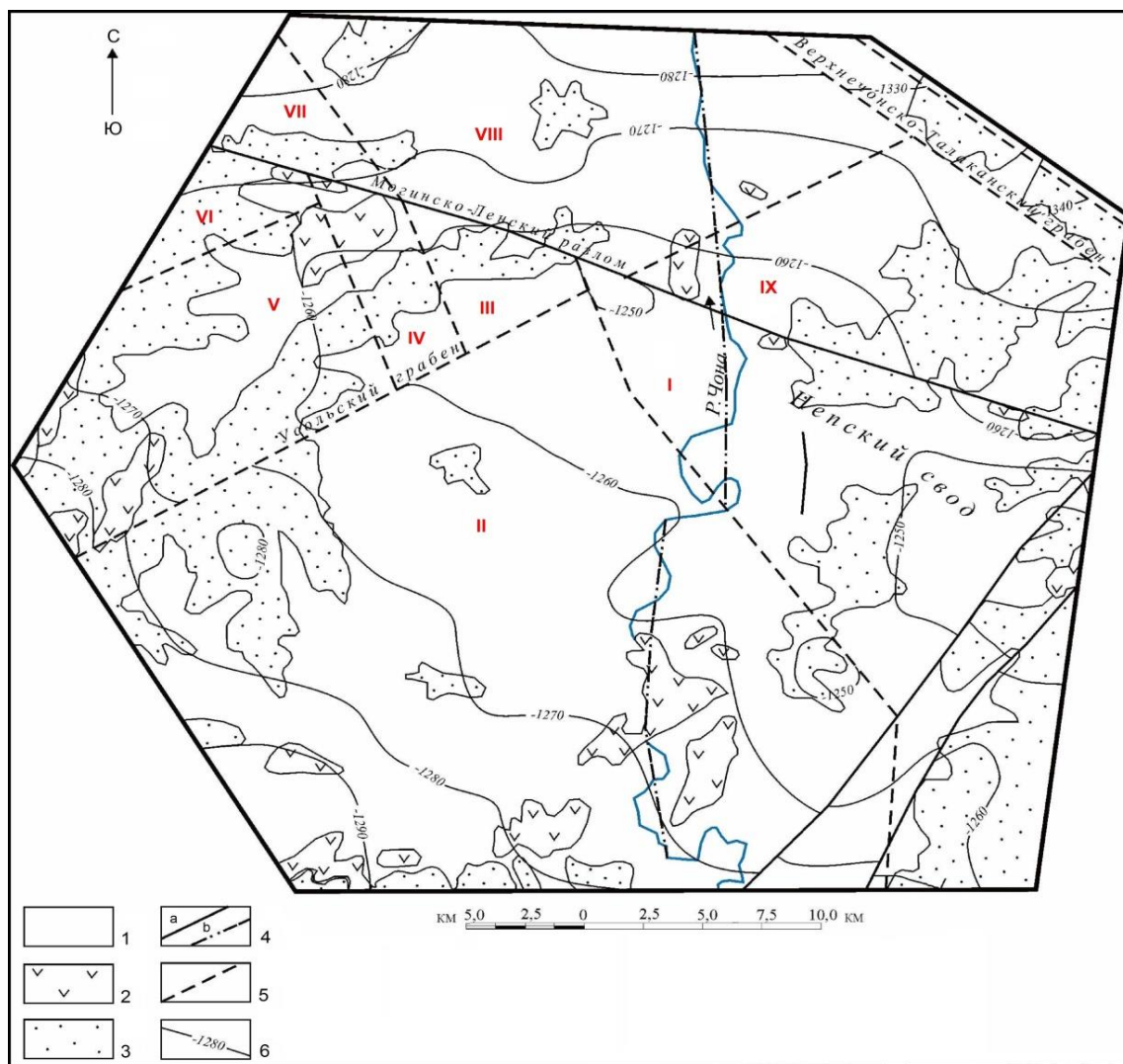


Рис. 1. Схематическая тектоническая карта разломов и разломных блоков Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения:

1–3 – структурные этажи: 1 – нижнепалеозойский, 2 – верхнепалеозойско-триасовый (лавовая и интрузивная субфация), 3 – юрский; 4 – разломы, выходящие на поверхность: а – установленные; б – предполагаемые; 5 – допозднепалеозойские разломы фундамента; 6 – изогипсы по поверхности фундамента и ее абсолютная отметка, м;

Римскими цифрами I–IX обозначены разломные блоки

Fig. 1. Schematic tectonic map of the faults and fault blocks of the Verkhnechonsky field:

1–3 – structural levels: 1 – Lower Paleozoic, 2 – Upper Paleozoic-Trias (lava and intrusion subdacies), 3 – Jurassic; 4 – outcropping faults: а – established; б – prospective; 5 – Pre-Late Paleozoic bed faults; 6 – isohypse on the bed surface and its absolute depth mark, m

Roman figures I–IX designate the fault blocks



Процесс внедрения траппов служит причиной вторичного засоления терригенных коллекторов. Анализ результатов исследования керна показывает, что засолению подверглись все литологические разности продуктивного разреза. Наибольшая степень засоления характерна для крупнозернистых пород, имеющих наилучшие ФЕС: гравийных конгломератов и крупнозернистых песчаников.

Факторами вторичного галитообразования могли служить давление и температура при внедрении трапповых интрузий, вызвавших тепловой массоперенос галита подземными рассолами из вышележащих соленосных отложений [7]. Присутствие галита в поровом пространстве – одна из главных причин неоднородности коллекторских свойств пласта, поскольку его возможное последующее вымывание приводит к повышению пористости в 2–2,5 раза и увеличению проницаемости в сотни раз.

По результатам исследований А.В. Хоменко, в узких экзоконтактовых зонах температуры нагревания осадочных пород под воздействием траппов достигали 700 °С, постепенно уменьшаясь по мере удаления от интрузива,

причем градиент падения температуры зависит от мощности интрузива и термодинамических параметров осадочных пород [7].

ВЧНГКМ является многозалежным месторождением с залежами структурно-литологического типа, элементами стратиграфического и литологического выклинивания и тектонического экранирования [8]. Относительно несложная морфоструктура залежей диктуется распределением коллекторов и неколлекторов и, как правило, зависит не только от литологического состава последних, но и от существования отдельных блоков залежей.

В разрезе осадочной толщи ВЧНГМ выявлен ряд продуктивных горизонтов, имеющих региональное распространение с доказанной нефтегазоносностью: верхнечонский, преображенский, усть-кутский и осинский (рис. 2).

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с песчаниками верхнечонского горизонта (пласты ВЧ₁, ВЧ₂, ВЧ₁₊₂) терригенного комплекса нижнемотской подсвиты венда, карбонатами преображенского горизонта среднемотской подсвиты венда и осинским горизонтом усольской свиты нижнего кембрия.

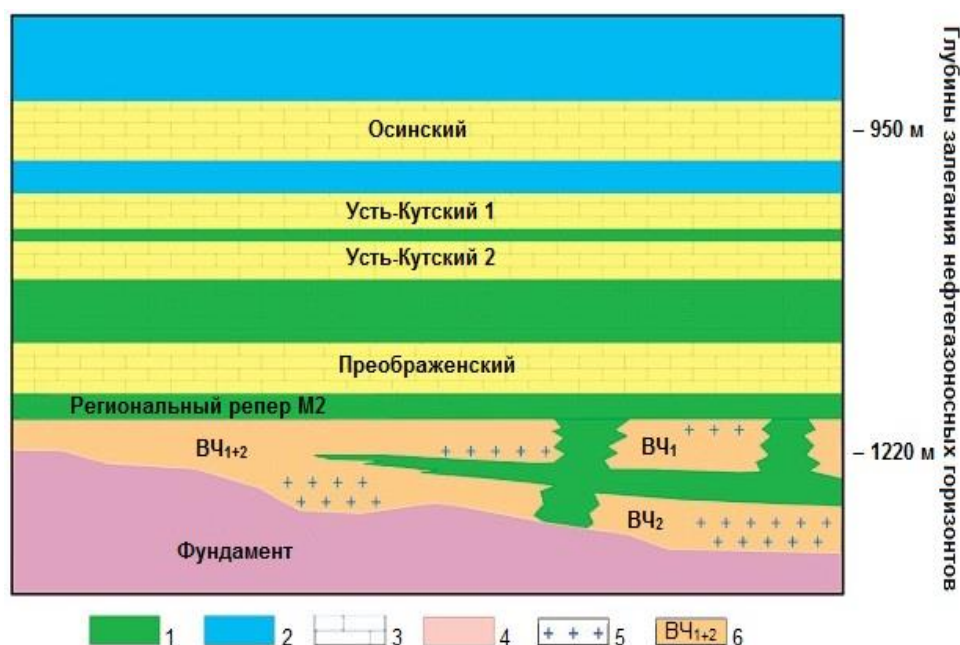


Рис. 2. Продуктивные (целевые) горизонты Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения:
1 – неколлекторы; 2 – соль; 3 – карбонаты; 4 – терригенные отложения;
5 – зона засоления песчаника; 6 – верхнечонский горизонт
Fig. 2. Producing (target) horizons of the Verkhnechonsky field:
1 – non-collectors; 2 – salt; 3 – carbonates; 4 – terrigenous sediments;
5 – sandstone salinization zone; 6 – Verkhnechonsky horizon



Осинский горизонт – пачка карбонатных пород в нижней части усольской свиты, сложенных водорослевыми, органогенными известняками и доломитами, прослоями засоленных пород и солями. Он характеризуется широким площадным распространением с изменением мощности с юго-востока на северо-запад от 41 до 54 м. Эффективная мощность его колеблется от 0 до 21 м, в залежи – от 6 до 17 м. Открытая пористость составляет 6–16 %, проницаемость достигает 160 мД. Тип коллектора – трещинно-поровый. Залежь осинского горизонта – газовая, пластовая, литологически экранированная со всех сторон непроницаемыми породами.

Усть-кутский горизонт, из которого в отдельных скважинах получены притоки углеводородов, относится к потенциально продуктивным. Его особенностью является весьма низкая проницаемость нефтеносных отложений и широкое распространение постседиментационных процессов, формирующих неоднородность ФЕС. Горизонт залегает на различных глубинах на породах преображенного горизонта и перекрывается кембрийскими отложениями осинского горизонта, его толщина варьирует от 28 до 77,63 м. В составе горизонта выделены два пласта: верхний – УК₁ и нижний – УК₂.

Пласт УК₁ сложен перекристаллизованными реликтово-органогенными и зернистыми доломитами. Эффективные толщины варьируют от 0,7 до 18,4 м. Коллектор – низко- и среднеемкий, с отдельными тонкими прослоями пород – высокеемкий, с пористостью 6–13,1 %, реже 16,3–19,7 %, газопроницаемостью $0,1\text{--}63,1 \cdot 10^{-3}$ мкм², редко $134,8\text{--}471,7 \cdot 10^{-3}$ мкм². Среднеарифметические значения пористости низкие – 1,1–8,5 %, газопроницаемости – $0,1\text{--}1,98 \cdot 10^{-3}$ мкм². Флюидоупором верхнего пласта являются галогенно-карбонатные отложения усольской свиты. Перемычка, выполняющая роль флюидоупора для нижнего усть-кутского пласта, представлена в основном доломитангидритовыми и ангидрит-доломитовыми породами, доломитами глинистыми, реже аргиллитами.

Пласт УК₂ сложен доломитами реликтово-органогенными, водорослевыми, реже хемогенными и органогенно-обломочными. Встре-

чаются кавернозно-пористые разности. Каверны и поры заполнены галитом, ангидритом, реже они пропитаны нефтью. Коллектор пласта УК₂ – низко- и среднеемкий с пористостью до 6–15 %, газопроницаемостью до $6\text{--}59,3 \cdot 10^{-3}$ мкм², в единичных случаях до $135\text{--}815 \cdot 10^{-3}$ мкм². Эффективные толщины – 0–14,4 м.

Преображенный горизонт представлен монолитной пачкой серых трещиноватых доломитов органогенного, обломочного и хемогенного генезиса, глинистых в кровле и подошве, частично засоленных, с низкой пористостью и проницаемостью. Мощность горизонта изменяется от 15,5 до 22 м, мощность коллектора – до 17 м. Залежь преображенного горизонта – нефтяная, пластовая, структурно-литологическая, высотой до 90 м в центральном блоке и до 30 м в северо-западном и северо-восточном блоках. На юге, западе и частично на севере залежь ограничена линией замещения коллектора плотными породами, в северо-восточном блоке – положением водонефтяного контакта (ВНК) на абсолютной отметке -1256 м, в северо-западном блоке – гипсометрическим уровнем ВНК на абсолютной отметке -1208 м. На востоке центрального блока граница залежи пока не установлена. Пористость коллектора на залежи составляет 6,5–17 %, проницаемость – 0,18–22 мД.

Покрышка преображенного горизонта сложена в основном глинистыми доломитами толщиной до 3 м, перекрытыми тонкослоистыми доломитами с прослоями доломито-ангидритов и глинистых доломитов толщиной до 60 м. Коллекторские свойства глинистых доломитов низкие: пористость составляет 3–7 %, проницаемость отсутствует. Надежность покрышки повышает сочетание глинистых доломитов с сульфатно-карбонатными породами.

Основной интерес как объект промышленной эксплуатации, где сосредоточено 82 % извлекаемых запасов месторождения, в том числе 72 % запасов категории С₁, представляет верхнечонский горизонт, отличающийся резкой фациальной неоднородностью продуктивных пластов. Верхнечонский горизонт залегает на относительно небольшой глубине и характеризуется небольшой мощностью –



менее 10 м. Из-за отложений минеральных солей коллектор неоднороден по проницаемости, поэтому его эффективная нефтенасыщенная мощность еще больше сокращается и составляет всего 3 м. Горизонт сложен терригенными отложениями, в основном песчаниками, и состоит из двух пластов: верхнего – ВЧ₁ (или В10 в соответствии с региональной индексацией) и нижнего – ВЧ₂ (или В13) – толщиной 2,2–26 и 5,5–20,2 м соответственно. Пласты разделены перемычкой, служащей крышкой – алевроито-аргиллитовой пачкой толщиной 1,4–24 м, которая закономерно уменьшается в северо-западном направлении и полностью выклинивается при слиянии пластов ВЧ₁ и ВЧ₂.

Для более надежного выделения коллекторов и определения эффективных толщин разработчики ввели дополнительные критерии, позволяющие дифференцировать литолого-стратиграфический разрез на прослой аргиллитов и песчаников. Для этой цели наиболее информативным оказался метод акустического каротажа, определяющий интервальное время прохождения продольной волны по породе (время пробега волны на единицу длины) Δt , мкс/м [9]. Пласты аргиллитов в разрезе скважин обычно выделяются наиболее высокими значениями интервального времени (выше 260 мкс/м), высокопористые пласты песчаников также характеризуются высокими значениями Δt . Пласты ВЧ₁ и ВЧ₂ представляют единую гидродинамически связанную систему, что дает основание при разработке рассматривать оба пласта в качестве единого объекта.

Залежь пласта ВЧ₂ (или В13) – нефтяная, в северо-западном блоке – газонефтяная, пластовая, структурно-литологическая, высота ее достигает 22 м, увеличиваясь в центральном блоке до 65 м, в том числе высота газовой шапки составляет 12 м. Судя по положению ВНК в северо-западном блоке по сравнению с северо-восточным, залежь по линии разлома опущена на 32 м. С юга, запада и востока она ограничена литологическим экраном непроницаемых песчаников или контролируется их полным выклиниванием.

Залежь пласта ВЧ₁ – структурно-литологическая, пластовая, газонефтяная в централь-

ном блоке, нефтяная в северо-западном блоке и газоконденсатная в северо-восточном блоке. В центральном блоке залежь разделена толщей непроницаемых песчаников на две части – западную и восточную, в каждой из которых расположена газовая шапка. В разных частях центрального блока, судя по положению газонефтяного контакта (ГНК), который находится на абсолютной отметке -1243 м в западной части и -1215 м в восточной части блока, залежь опущена на 28 м. Высота залежи составляет 56 м, в том числе 21 м газовой части, и меняется в разных блоках от 9 до 40 м. Границами залежи служат линии выклинивания коллектора на востоке, юге и западе. Эффективность нефте- и газонасыщения резко меняется в зависимости от изменения пористости и проницаемости коллекторов продуктивного верхнечонского горизонта (ВЧ₁₊₂) (рис. 3, 4).

Положения ГНК и ВНК, установленные по данным испытания скважин, для отдельных залежей верхнечонского горизонта соответственно изменяются от -1215 до -1260,5 м и от -1254 до -1283 м. Разделение пластов на газо- и нефтенасыщенные производилось по их местоположению относительно установленных ГНК (таблица).

В настоящее время на месторождении выявлено 18 залежей нефти и газа, из них 10 – в песчаниках верхнечонского горизонта, 4 – в доломитах преображенского горизонта и 4 – в карбонатах осинского горизонта.

Различие в фазовых состояниях залежей, обусловленное тектоногидротермальной активизацией, требует дополнительных исследований, так как в зонах глубинных разломов нефтегазоносных бассейнов наблюдается резкое несоответствие границ между градиентами катагенеза органического вещества и стадиями изменения пород [10].

Система разработки любого месторождения должна учитывать особенности его структурно-тектонического, литолого-фациального строения и отвечать конкретным технико-экономическим требованиям, предъявляемым к бурению и эксплуатации скважин. В связи со сложностью геологического строения ВЧНГМ в процессе его разработки при выделении эксплуатационных объектов следует опираться

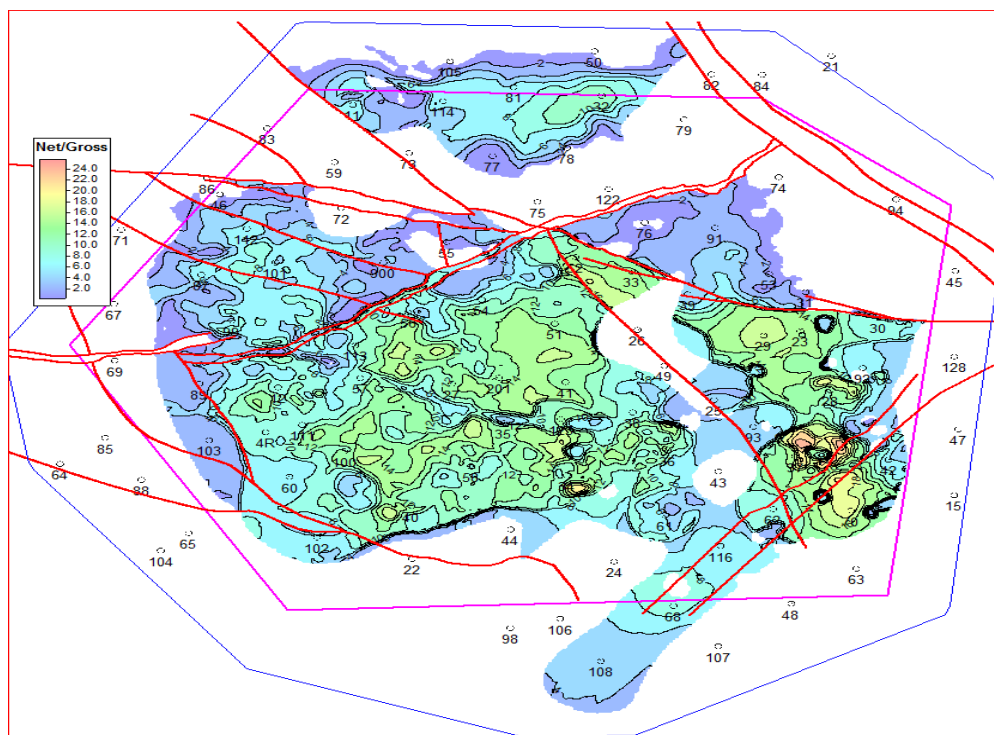


Рис. 3. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивного верхнечонского горизонта (VCH_{1+2})
Fig. 3 Map of effective oil-saturated thicknesses of the producing Verkhnechonsky horizon (VCH_{1+2})

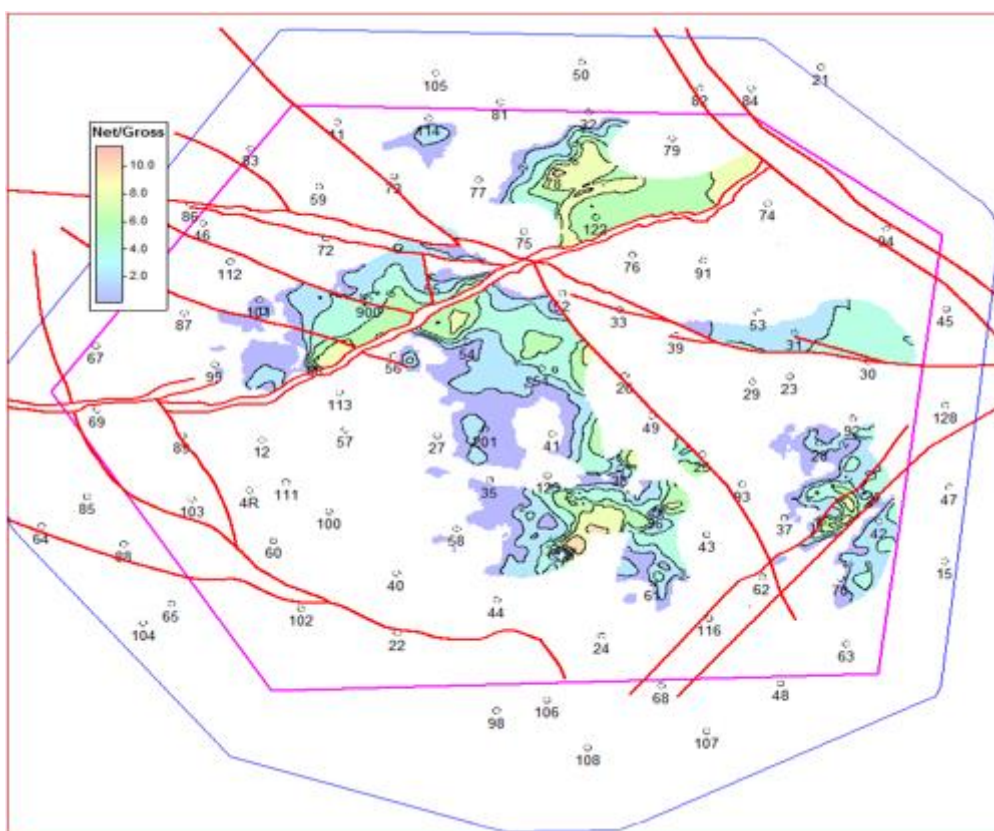


Рис. 4. Карта эффективных газонасыщенных толщин продуктивного верхнечонского горизонта (VCH_{1+2})
Fig. 4. Map of effective gas-saturated thicknesses of the producing Verkhnechonsky horizon (VCH_{1+2})



Типы залежей Types of deposits

Блок	Пласт	Район скважин	Тип залежи по насыщению*	Газонефтяной контакт, м	Принятый газонефтяной контакт для блока, м
I	ВЧ ₁	23.29	Нефтяная	–	–
	ВЧ ₁	37.42	Нефтяная с газовой шапкой	-1215	-1215
	ВЧ ₂	23.29	Нефтяная	–	–
	ВЧ ₁₊₂	32.52	Нефтяная с газовой шапкой	-1236	–
II	ВЧ ₁	38.41	Нефтяная с газовой шапкой	-1244	-1240
	ВЧ ₁	34	Нефтяная с газовой шапкой	-1238	–
	ВЧ ₁	61	Нефтяная с газовой шапкой	-1227	–
	ВЧ ₂	68.116	Нефтяная	–	–
	ВЧ ₂	34.123	Нефтяная	–	–
	ВЧ ₁₊₂	12.54	Нефтяная с газовой шапкой	-1244	–
III	ВЧ ₁₊₂	55	Нефтяная с газовой шапкой	-1241	–
IV	ВЧ ₁₊₂	900	Нефтяная с газовой шапкой	-1248	–
V	ВЧ ₁₊₂	87.66	Нефтяная с газовой шапкой	-1253	–
VIII	ВЧ ₁₊₂	122.78.114	Нефтяная с газовой шапкой	-1261	–
IX	ВЧ ₁	31	Газовая залежь	–	–

Примечание. * – все залежи пластовые, литологически и тектонически экранированные.

Note. * – all deposits are bedded and lithologically and tectonically screened.

на следующие особенности геолого-физических характеристик:

- блоковое строение месторождения (см. рис. 1);
- взаиморасположение продуктивных горизонтов по разрезу;
- наличие надежных плотных разделов (покрышек) между продуктивными горизонтами;
- типы коллекторов, их литолого-физические характеристики;
- состав пластовых вод продуктивных горизонтов;
- фазовый состав флюидов в залежах.

При разработке месторождения углеводородов одной из основных задач является выбор системы расположения скважин и порядок разработки продуктивных горизонтов [11]. По мере изучения и уточнения особенностей сложного геологического строения ВЧНГМ менялись планы и методы его разработки. На начальных этапах разработка велась с помощью вертикальных скважин, но по причине малой эффективной мощности основного продуктивного верхнечонского горизонта они не отличались высокой продуктивностью.

В 2007 г. с учетом сложности тектонического блокового строения ВЧНГМ, количества и линейных размеров залежей, вторичной засоленности и анизотропии коллекторов

ОАО «Верхнечонскнефтегаз» был предложен новый план разработки месторождения. Этот план предусматривал бурение не вертикальных, а наклонно-направленных и горизонтальных скважин с отходом от вертикали 500–1000 м и горизонтальным заканчиванием до 1 км в каждом отдельном тектоническом блоке при наличии хороших экранирующих свойств тектонических нарушений, разделяющих эти блоки. При значительной анизотропии пласта наилучшим является положение ствола горизонтальной скважины посередине между кровлей и подошвой продуктивного пласта.

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

Благоприятными факторами применения такой системы разработки горизонтальными скважинами являются:

- продуктивные пласты малой толщины (до 10 м);
- низкая степень расчлененности (менее 3–5);
- низкий коэффициент послойной анизотропии (менее 5–10);
- высокая степень коэффициента песчаности (менее 0,5);
- низкопроницаемые коллекторы (до 0,05 мкм²).



По проекту опытно-промышленной эксплуатации ВЧНГКМ ОАО «Верхне-чонский нефтегаз» для наиболее разведанных залежей верхне-чонского горизонта (ВЧ₁) I и II блоков были разработаны два варианта равномерных секток наклонно-направленных и горизонтальных скважин с площадным заводнением:

– 1-й вариант – размещение скважин по 7-точечной сетке с расстояниями между скважинами 500 м и плотностью 0,7 км²/скв. с возможным последующим уплотнением сетки (рис. 5, а);

– 2-й вариант – размещение скважин по 7-точечной сетке с расстояниями между скважинами 1100 м (рис. 5, б).

План размещения по редкой сетке с расстоянием между скважинами 1100 м позволил детализировать строение продуктивных пластов верхне-чонского горизонта, уточнить границы зон замещения и выклинивания терригенных пластов-коллекторов.

Естественный режим может обеспечить эффективный процесс разработки в том случае, если площадь залежи небольшая – менее 10 км², а доля непрерывной части продуктивного пласта – не менее 75 долей площади. Этим критериям ВЧНГМ не соответствует: площадь месторождения по базисному продуктивному горизонту составляет 1500 км²,

а залежи относятся к литологически и тектонически экранированным типам. Кроме того, наблюдается хорошая сообщаемость залежи с законтурной областью нефтегазонасыщенности. Поэтому основная добыча нефти должна проводиться главным образом при режиме вытеснения нефти водой.

Из-за неэффективности естественных режимов разработки основным методом вытеснения углеводородов в качестве системы поддержания пластового давления предлагается метод законтурного заводнения. Но если основная добыча будет вестись главным образом при режиме вытеснения нефти водой, первоочередной проблемой станут процессы вторичного засоления коллекторов, что находится в прямой зависимости от состава жидкости, закачиваемой в продуктивный пласт [12, 13]. Вода для заводнения должна соответствовать действующему отраслевому стандарту ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству».

Засоление порового пространства – это вторичный процесс, который активизируется при возобновляющейся тектонической деятельности. Кроме того, засоление пор может происходить не только при изменении температуры и давления (хотя это является

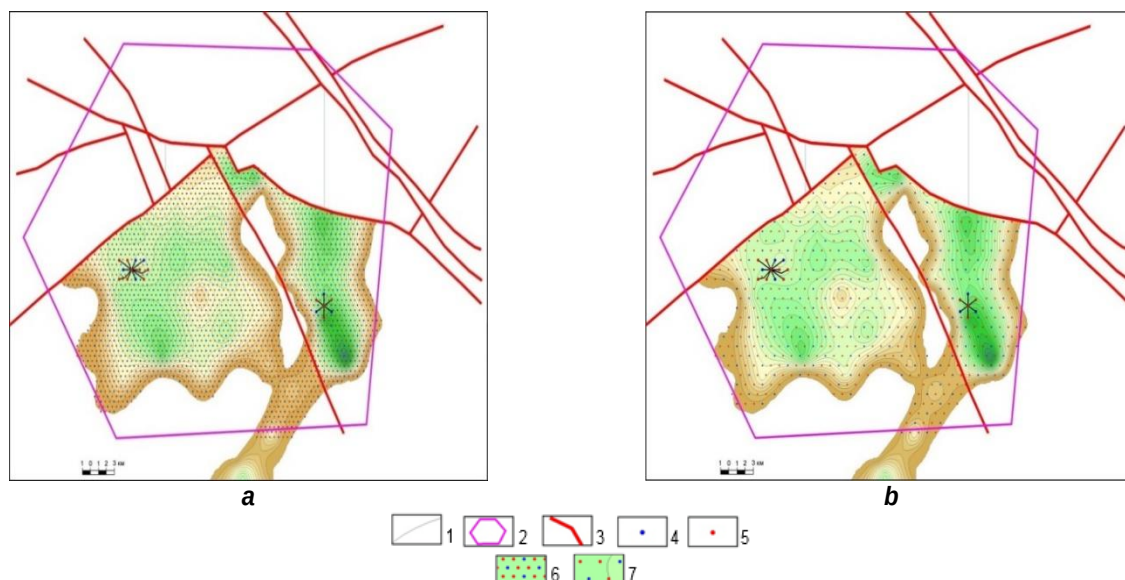


Рис. 5. Размещение скважин по варианту 1 (а) и 2 (б):

1 – линии эффективных толщин; 2 – границы лицензионного участка; 3 – разломы;
4 – нагнетательные скважины; 5 – добывающие скважины;
6, 7 – разница в расстоянии между скважинами

Fig. 5. Location of wells in options 1 (a) and 2 (b):

1 – effective thickness lines; 2 – license block boundaries; 3 – faults;
4 – injection wells; 5 – producers; 6, 7 – distance between the wells



основной причиной), но и в процессе смешения пластовых вод разного состава при нарушении парциального равновесия содержания солей в силу каких-либо причин. Засолонение коллекторов в продуктивных и возможно продуктивных пластах является важнейшим фактором, определяющим локализацию углеводородных скоплений, методику поисково-разведочных работ и их геолого-экономическую эффективность [14]. В связи с вторичным заполнением порового пространства терригенного коллектора галитом, реже ангидритом и карбонатом в продуктивных горизонтах присутствуют целики, лишенные удовлетворительных ФЕС.

Процессы вторичного засолонения коллекторов пластов ВЧ₁ и ВЧ₂ изучались В.С. Богдановым, В.А. Качиным, В.И. Рыжковым и другими исследователями. Применение метода заводнения диктует жесткие требования к составу жидкости, закачиваемой в продуктивный пласт. В то же время коллекторы ВЧНГМ подвержены процессам вторичного засолонения, что является одной из важнейших причин, определяющих локализацию углеводородов. Метод заводнения может привести к растворению кристаллического галита в поровом пространстве коллекторов, резкому увеличению их эффективной пористости и проницаемости и, как следствие, к изменению солевого состава пластовых вод [15].

Кроме того, развитие процессов вторичного засолонения коллекторов продуктивных горизонтов приводит к образованию целиков с низкими ФЕС. Влияние процессов растворения галита на динамику вытеснения нефти водой изучалось в Татарском научно-иссле-

довательском и проектно-институте нефти (г. Бугульма), для чего проводились лабораторные исследования на насыпных пористых средах. Анализ полученных результатов дал основание для следующих выводов: засолонение пород значительно уменьшает коэффициент вытеснения нефти водой по сравнению с бессолевыми пористыми средами. При 20–30 %-м содержании галита коэффициент вытеснения снижается в 1,5 раза; при 50 %-м содержании – в 2–6 раз по сравнению с бессолевыми средами.

Так как подсолевые толщи в нефтегазовых комплексах юга Сибирской платформы не содержат первичных солей, которые могли бы служить поставщиком галита в рассолы, причиной засолонения могло быть тепловое воздействие траппов, спровоцировавшее конвективный перенос галита подземными рассолами из вышележащих соленосных отложений [15]. Этот процесс на сегодняшний день стабилизировался, а при вскрытии идет обратный процесс из-за разности напоров. Присутствие галита в поровом пространстве – главная причина неоднородности коллекторских свойств пласта, поскольку его вымывание из образцов ядра приводит к повышению пористости в 2–2,5 раза и к увеличению проницаемости в сотни раз [16]. Данные, наглядно демонстрирующие масштаб процесса засолонения продуктивных горизонтов, приведены на рис. 6.

Существует еще одна проблема при бурении скважин в мощных солевых толщах – флюидоупорах: бурение нередко осложняется из-за высоконапорных фонтанов внутрисолевых рассолов, отличающихся высокими дебитами

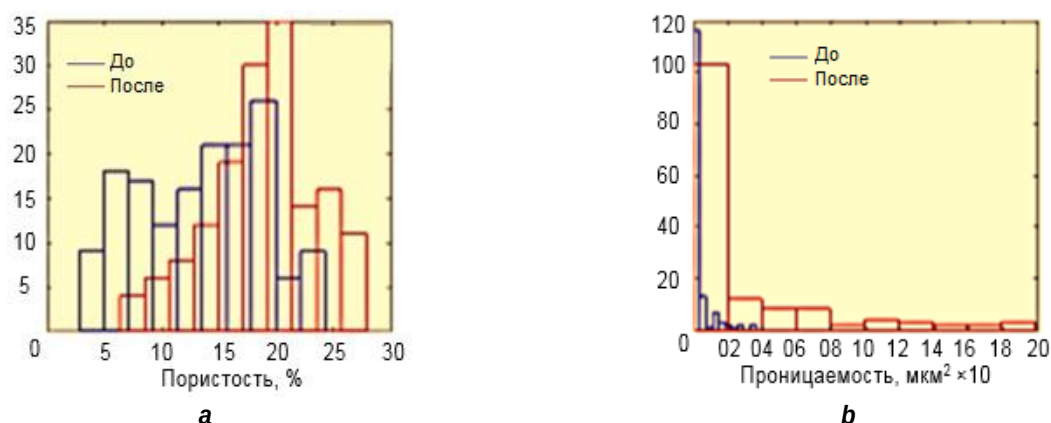


Рис. 6. Гистограммы пористости (а) и проницаемости (б) до и после отмывки ядра от соли [16]
Fig. 6. Histograms of porosity (a) and permeability (b) before and after washing the salt off the core [16]



до 7000 м³/сут. с аномально высокими пластовыми давлениями и высокой минерализацией рапы более 500 кг/м³, преимущественно хлоридно-кальциевого и магниев-кальциевого состава [17–19]. Пластовые воды преобразованного, верхнечонского горизонтов характеризуются высокой минерализацией, что было установлено при исследовании их состава, физико-химических свойств и характера взаимодействия с вмещающими породами (водорастворимыми минералами в пласте-коллекторе, глинистым цементом). В солевом составе вод преобладают хлориды кальция (CaCl₂), натрия (NaCl), магния (MgCl₂), калия (KCl). Содержание сульфатов кальция (CaSO₄), бикарбонатов натрия (NaHCO₃) значительно меньше. Причем доля CaCl₂ и NaCl в общем солевом составе занимает 85–95 %. По преобладанию в составе CaCl₂ или NaCl выделяются два типа пластовых вод:

- хлоридно-кальциевые с высоким содержанием CaCl₂ (19–26 %) и более низким содержанием NaCl (0,1–6,1 %);
- хлоридно-натриевые с высоким содержанием NaCl (8,7–18,3 %) и более низким содержанием CaCl₂ (3,9–13,9 %).

Результаты исследования и их обсуждение

Накопление сведений о геологическом строении ВЧНГКМ и уточнение его особенностей привели к закономерным изменениям системы его разработки. Так, новая методика компании Schlumberger заменила использование забойного двигателя на использование роторно-управляемой системы, менялись и методы заводнения. Рекомендуемые методы заводнения требовали особо подробных исследований по изучению литологических особенностей продуктивного верхнечонского горизонта и состава вод, применяемых для заводнения при эксплуатации.

При исследовании было установлено, что в соленосодержащих породах коэффициент вытеснения нефти водой по сравнению с бессолевыми пористыми средами уменьшается. Так, при 20–30 %-м содержании соли коэффициент вытеснения снижается в 1,5 раза; при 50 %-м содержании соли – в 2–6 раз по сравнению с бессолевыми средами. При примене-

нии для заводнения высокоминерализованных (пластовых) вод количество выщелачиваемого галита уменьшается в 10 и более раз, а выщелачивание ангидрида исключается полностью. Подвижность пресной воды после фильтрации ее в количестве 7–10 объемов пор через пористые среды с содержанием 10–50 % соли увеличивается от 3,4 до 118 раз по сравнению с подвижностью воды в пористой среде, не содержащей соли. Следовательно, эффективность заводнения соленосодержащих пород зависит от степени заполнения пор солью, от коэффициента засолоненности пород по толщине и от выщелачивающей способности реагентов.

В связи с этим для заводнения разрабатываемого горизонта рекомендуется применять воды, близкие по составу, что имеет целый ряд преимуществ:

- они совместимы с пластовыми водами продуктивных отложений;
- не выщелачивают водорастворимые минералы (галит и ангидрит).

Наиболее близки по химическому составу к пластовым водам продуктивных горизонтов пластовые воды бельской свиты (атовского и христофоровского горизонтов). Эти пластовые воды и могут быть использованы для заводнения.

Нефть и пластовые воды пластов ВЧ₁ и ВЧ₂ верхнечонского горизонта по своим свойствам и составу идентичны. Пласты, по-видимому, гидродинамически связаны в пределах блоков, что дает основание рассматривать оба пласта в качестве единого эксплуатационного объекта.

Коллекторы преобразованного горизонта представлены трещиноватыми доломитами, глинистыми в кровле и подошве, частично засоленными, с проницаемостью 0,18–22 мД, а коллекторы пласта верхнечонского горизонта – кварцевыми песчаниками с проницаемостью до 700 мД. Они могут существенно отличаться по продуктивности, пластовому давлению в процессе их разработки и, следовательно, по способам эксплуатации скважин, скорости выработки запасов нефти и изменению обводненности продукции. Поэтому объединять такие пласты в один объект разработки оказывается нецелесообразным.



Представленный ранее план бурения с применением забойного двигателя и гамма-каротажа не обеспечивал проводку стволов по наиболее продуктивным участкам пласта, и поэтому дебиты некоторых наклонно-направленных и горизонтальных скважин оказались недостаточно высокими. С целью увеличения эффективности бурения специалисты департамента буровых работ ОАО «Верхнечонскнефтегаз» совместно со специалистами департамента по геологии и разработке месторождений компании Schlumberger предложили новую методологию, позволяющую повысить эффективность бурения за счет использования роторно-управляемой системы, каротажа во время бурения и геонавигации. Такое сочетание технологий роторно-управляемой системы и каротажа во время бурения дает возможность обеспечения необходимого контроля траектории скважины и получения важной информации о геофизических свойствах пород, а применение геонавигации приведет к увеличению продуктивности каждой скважины более чем в два раза [20].

Кроме того, компанией Schlumberger совместно с Тюменским нефтяным научным центром в 2021 г. планируется бурение опытного куста для целей поддержания пластового давления с тестированием технологии закачки газа. В технологии заканчивания рассматривается бурение горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 1000 м и проведением 9-стадийного гидроразрыва пласта,

а также многозабойных скважин с общей проходкой более 6000 м.

Также в течение следующих двух лет планируется реализация некоторых важных изменений, которые были бы невозможны без использования технологии роторно-управляемой системы:

- увеличение длины скважины по стволу свыше 3600 м;

- пилотный проект бурения скважин с большим отходом от вертикали (на 1500 м горизонтальной скважины – 152,4 мм отход секции);

- сокращение числа кустов путем увеличения отхода стволов скважин от вертикали.

Как подчеркивают специалисты, несмотря на то, что ранее технологии роторно-управляемой системы и каротажа во время бурения предназначались для дорогостоящего морского бурения, они доказали свою экономическую эффективность и на наземных проектах.

Заключение

Из вышесказанного можно сделать вывод о том, что по мере уточнения особенностей сложного геологического строения ВЧНГКМ, изучения анизотропии ФЕС и толщин продуктивных горизонтов по разрезу, степени их засоления, полного выклинивания, состава и минерализации пластовых вод изменялась и совершенствовалась система разработки месторождения с целью рационального сокращения сроков бурения и увеличения показателя максимальной конечной нефтеотдачи.

Библиографический список

1. Барышев Л.А., Барышев А.С. Многопараметровая физико-геологическая модель Верхнечонского газоконденсатно-нефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 1990. № 4. С. 46–54.
2. Лёвин Ф.Д. Объемная геолого-геофизическая модель Верхнечонского месторождения углеводородов // Современные аэрогеофизические методы и технологии: сб. статей / науч. ред. П.С. Бабянец, В.А. Буш. Вып. 1. Т. 1. М.: Изд-во АО «ГНПП «Аэрогеофизика», 2009. С. 199–225.
3. Жарков А.М., Ануфриенко А.А. Влияние блоковых перемещений фундамента на строение и нефтегазоносность базальных отложений осадочного чехла // Блоковое строение земной коры и нефтегазоносность: докл. Междунар. конф. СПб.: Изд-во ВНИГРИ, 1994. С. 73–76.
4. Дьяконов А.И., Белый Н.И. Тектонодинамические критерии раздельного прогноза нефтегазоносности. М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1993. 125 с.
5. Гажула С.В. Особенности траппового магматизма в связи с условиями нефтегазоносности Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. Т. 3. № 1. С. 1–8.
6. Одинцова Т.В., Дробот Д.И. Трапповый магматизм и нефтегазоносность вендского терригенного комплекса Приленского нефтегазоносного района // Геология нефти и газа. 1983. № 7. С. 6–10.
7. Хоменко А.В. Влияние трапповых силлов на структуры осадочного чехла Тунгусской синеклизы // Труды Института геологии и геофизики. Вып. 728. Тектоника платформенных областей / отв. ред. О.А. Вотях, В.А. Соловьев. Новосибирск: Наука, 1988. С. 66–10.
8. Берзин А.Г., Рудых И.В., Берзин С.А. Особенности формирования многопластовых залежей углеводородов месторождений Непско-Ботубинской антеклизы // Геология нефти и газа. 2006. № 5. С. 14–21.
9. Vakhromeev A.G., Ivanishin V.M., Siraev R.U.,



Raziapov R.K., Sverkunov S.A. Circulation loss in drilling of Riphean reservoirs at the south Tambei oil-gas-condensate field: applied and theoretical aspects // 3rd EAGE International GeoBaikal conference. Irkutsk, 2014. P. 1–6.

10. Коробов А.Д., Коробова Л.А., Ахлестина Е.Ф. Минералогические и палеогеотермические критерии нефтегазоносности рифтогенных осадочных бассейнов // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2009. Т. 9. № 2. С. 28–35.

11. Анурьев Д.А., Гладков А.В., Игнатьев Н.А., Чупров А.А., Мусин Р.А., Баянов В.А. Мониторинг разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 2. С. 56–59.

12. Вахромеев А.Г., Мышевский Н.В., Хохлов Г.А. Аномально-высокие пластовые давления как фактор, осложняющий освоение углеводородных месторождений Восточной Сибири // Современная геодинамика и опасные природные процессы в Центральной Азии: фундаментальный и прикладной аспекты: материалы Всерос. совещ. Вып. 5. Иркутск: Изд-во ИЗК СО РАН, 2006. С. 98–119.

13. Alexeeva L., Alexeev S., Vakhromeev A. Siberian Platform hydromineral resources: an updated analysis // MinWat-14, Mineral waters: genesis, exploitation, protection and valorisation. Karlovy Vary, 2014. P. 14–15.

14. Auzina L.I., Parshin A.V. System-intergrated GIS-based approach to estimating hydrogeological conditions of oil-and gas fields in Eastern Siberia // IOP Conference. Series: Earth and Environmental Science. 2016. Vol. 33. P. 012060. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/33/1/012060>

15. Шубин А.В., Рыжков В.И. Изучение эффекта засоления порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным // Геофизика. 2013. № 5. С. 17–25.

16. Рапацкая Л.А., Николаева Л.В., Васенёва Е.Г. Особенности литолого-фациального строения рапотносного продуктивного осинского горизонта и проблема утилизации буровых растворов // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2015. № 3 (98). С. 103–105.

17. Вахромеев А.Г., Хохлов Г.А. Перспективы прогноза рапопроявлений в Верхленском, Жигаловском газоносном районе Иркутской области // Особенности технологии проводки и заканчивания скважин в Восточной Сибири и Якутии: сб. науч. трудов. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 1988. С. 140–142.

18. Рапацкая Л.А., Николаева Л.В., Васенёва Е.Г. Утилизация буровых растворов на Ковыктинском газоконденсатном месторождении в связи с проблемами экологии // Новые идеи в науках о Земле: материалы VIII Междунар. конф. М., 2007. С. 225–227.

19. Rapatskaya L.A., Tonkikh M.E., Ustyuzhanin A.O. Natural reservoir as a geological body for storing helium reserves // IOP Conference. Series: Earth and Environmental Science. 2020. Vol. 408. P. 012060. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/408/1/012060>

20. Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахундов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири – Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая вертикаль. 2011. № 2. С. 54–55.

References

1. Baryshev LA, Baryshev AS. Multiparametric physical-and-geological model of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*. 1990;4:46–54. (In Russ.)

2. Levin FD. Volumetric geological-and-geophysical model of the Verkhnechonsky hydrocarbon field. In: Babayants PS, Bush VA (eds.). *Sovremennye aerogeofizicheskie metody i tekhnologii = Modern aerogeophysical methods and technologies*. Iss. 1. Vol. 1. Moscow: JSC “Geophysical research-and-production enterprise ‘Aerogeofizika’”; 2009. p.199–225. (In Russ.)

3. Zharkov AM, Anuprienko AA. Influence of block movements of the foundation on the structure and oil and gas content of basal deposits of the sedimentary cover. In: *Blokovoe stroenie zemnoi kory i neftegazonosnost': doklady Mezhdunarodnoi konferentsii = Block structure of the earth's crust and oil and gas content: proceedings of the International conference*. Saint Petersburg: All-Russian Petroleum Research Exploration Institute; 1994. p.73–76. (In Russ.)

4. D'yakonov AI, Belyi NI. *Tectonic-dynamic criteria for a separate forecast of oil and gas content*. Moscow: All-Russian Scientific Research Institute of Petroleum Industry Organization, Management, and Economics; 1993. 125 p. (In Russ.)

5. Gazhula SV. Specifics of trap magmatism in connection with the oil-and-gas content conditions of the Siberian platform. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika =*

Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies. 2008;3(1):1–8. (In Russ.)

6. Odintsova TV, Drobot DI. Trap magmatism and oil-and-gas potential of the Vendian terrigenous complex: Prilensky petroleum district. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*. 1983;7:6–10. (In Russ.)

7. Khomenko AV. Influence of trap sills on the structures of the Tunguskoye syncline sedimentary cover. In: Votakh OA, Solov'ev VA (eds.). *Trudy Instituta geologii i geofiziki. Vyp. 728. Tektonika platformnykh oblastei = Proceedings of the Institute of Geology and Geophysics Vol. 728. Tectonics of platform areas*. Novosibirsk: Nauka; 1988. p.66–10. (In Russ.)

8. Berzin AG, Rudykh IV, Berzin SA. Features of multilayered reservoirs formation of hydrocarbon fields of Nepsko-Botuoba antecline. *Geologiya nefti i gaza = Russian Oil and Gas Geology*. 2006;5:14–21. (In Russ.)

9. Vakhromeev AG, Ivanishin VM, Siraev RU, Raziapov RK, Sverkunov SA. Circulation loss in drilling of Riphean reservoirs at the south Tambei oil-gas-condensate field: applied and theoretical aspects. *3rd EAGE International GeoBaikal conference*. Irkutsk; 2014. p.1–6.

10. Korobov AD, Korobova LA, Ahlestina EF. Mineralogical and paleogeothermal criteria for predicting oil and gas contents from the rift sedimentary basins. *Izvestiya Saratovskogo universiteta. Novaya seriya. Seriya: Nauki o Zemle = Izvestiya of Saratov University. New Series. Series: Earth Sciences*. 2009;9(2):28–35. (In Russ.)



11. Anuryev DA, Gladkov AV, Ignatev NA, Chuprov AA, Musin RA, Bayanov VA. Monitoring the development of the Verkhnechonskoye field. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO "NK 'Rosneft'"*. 2016;2:56–59. (In Russ.)

12. Vakhromeev AG, Myshevskii NV, Khokhlov GA. Abnormally high reservoir pressure as a complicating factor in the development of hydrocarbon deposits in Eastern Siberia. *Sovremennaya geodinamika i opasnye prirodnye protsessy v Tsentral'noi Azii: fundamental'nyi i prikladnoi aspekty: materialy Vserossiiskogo soveshchaniya = Modern geodynamics and hazardous natural processes in Central Asia: fundamental and applied aspects: Proceedings of the All-Russian Meeting*. Vol. 5. Irkutsk: Institute of the Earth's Crust, SB RAS; 2006. p.98–119. (In Russ.)

13. Alexeeva L, Alexeev S, Vakhromeev A. Siberian Platform hydromineral resources: an updated analysis. In: *MinWat-14, Mineral waters: genesis, exploitation, protection and valorisation*. Karlovy Vary; 2014. p.14–15.

14. Auzina LI, Parshin AV. System-intergrated GIS-based approach to estimating hydrogeological conditions of oil-and gas fields in Eastern Siberia. *IOP Conference. Series: Earth and Environmental Science*. 2016;33:012060. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/33/1/012060>

15. Shubin AV, Ryzhkov VI. Seismic study of sandstone reservoir salinization. *Geofizika = Russian Geophysics*. 2013;5:17–25. (In Russ.)

16. Rapatskaya LA, Nikolaeva LV, Vasenyova EG. Features of lithofacies composition of osinsky brine-bearing producing horizon and the problem of drilling fluid dis-

posal. *Vestnik Irkutskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Proceedings of Irkutsk State Technical University*. 2015;3:103–108. (In Russ.)

17. Vakhromeev AG, Khokhlov GA. The prospects for the prognosis of brine show in the Verkholsky and Zhigalovsky gas-bearing areas of the Irkutsk region. In: *Osobennosti tekhnologii provodki i zakanchivaniya skvazhin v Vostochnoi Sibiri i Yakutii = Specifics of the technology of hole making and completing the wells in Eastern Siberia and Yakutia*. Novosibirsk: Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources; 1988. p.140–142. (In Russ.)

18. Rapatskaya LA, Nikolaeva LV, Vaseneva EG. Disposal of the drilling muds at the Kovykta gas condensate field in relation to environmental problems. In: *Novye idei v naukakh o Zemle: materialy VIII Mezhdunarodnoi konferentsii = New ideas in Earth Sciences: Proceedings of the 8th International conference*. Moscow; 2007. p.225–227. (In Russ.)

19. Rapatskaya LA, Tonkikh ME, Ustyuzhanin AO. Natural reservoir as a geological body for storing helium reserves. *IOP Conference. Series: Earth and Environmental Science*. 2020;408:012060. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/408/1/012060>

20. Wilson K, Shokarev I, Small J, Akhundov E. The results of the new drilling technologies application in the development of a complex field in Eastern Siberia: Verkhnechonsky oil and gas condensate field. *Neftegazovaya vertikal'*. 2011;2:54–55. (In Russ.)

Критерии авторства / Authorship criteria

Рапацкая Л.А. написала статью, имеет на нее авторские права и несет ответственность за плагиат.

Larisa A. Rapatskaya is the author of the article, holds the copyright and bears responsibility for plagiarism.

Конфликт интересов / Responsibility for plagiarism

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

The author declares that there is no conflict of interest regarding the publication of this article.

Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The author has read and approved the final version of this manuscript.

Сведения об авторе / Information about the author



Рапацкая Лариса Александровна,

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
профессор кафедры геологии, геофизики и геоинформационных систем,
Институт недропользования,

Иркутский национальный исследовательский технический университет,
664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83, Россия,

✉ e-mail: raplarisa@yandex.ru

Larisa A. Rapatskaya,

Cand. Sci. (Geol. & Mineral.), Docent,
Professor, Department of Geology, Geophysics and Geoinformation Systems,
Institute of Subsoil Use,

Irkutsk National Research Technical University,
83 Lermontov St., Irkutsk 664074, Russia,

✉ e-mail: raplarisa@yandex.ru