

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.131-146>

EDN HQPCQB

УДК 622.279.23/4(571.53)

Перспективы добычи нефти на Братском газоконденсатном месторождении

Ванин В.А., Урядов С.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Bratsk gas condensate field oil production prospects

V.A. Vanin, S.A. Uryadov

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

Email: vavanin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. Предприятие-недропользователь, ведущее социально значимую, но по объективным причинам убыточную добычу газа и газоконденсата на мелком месторождении Иркутской области, имеет потенциальную возможность стать прибыльным, обеспечив добычу нефти. Для этого существуют вполне определенные предпосылки, геологические, технологические и инфраструктурные аспекты, которые раскрыты в статье. Проведён анализ имеющихся геолого-геофизических данных с привлечением информации по месторождениям-аналогам, выполнены геологические построения, предложены подходы к выделению рифовых тел на Братском месторождении, имеющие свои особенности, рекомендованы технологические принципы вскрытия и освоения объекта.

Ключевые слова: осинский горизонт, циклиты, доломиты, вторичные преобразования, органические постройки

Для цитирования: Ванин В.А., Урядов С.А. Перспективы добычи нефти на Братском газоконденсатном месторождении // Нефтяная провинция.-2023.-№3(35).-С. 131-146. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.131-146>. - EDN HQPCQB

Abstract. The subsoil user enterprise, which conducts socially significant, but, for objective reasons, unprofitable gas and gas condensate production at a small field in the Irkutsk region, has the potential to become profitable by ensuring oil production. For this, there are quite certain prerequisites, the geological, technological and infrastructure aspects of which are disclosed in the article. An analysis of the available geological and geophysical data was carried out using information on analogous fields, geological constructions were performed,

approaches to the separation of reef bodies at the Bratskoye field were proposed, which have their own characteristics, and technological principles for opening and development of the facility were recommended.

Key words: *osinsky horizon, cyclites, dolomites, secondary transformations, organogenic structures*

For citation: V.A. Vanin, S.A. Uryadov Perspektivy dobychi nefti na Bratskom gazokondensatnom mestorozhdenii [Bratsk gas condensate field oil production prospects]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(35), 2023. pp. 131-146. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.131-146>. EDN HQPCQB (in Russian)

Общие сведения и постановка задачи

Братское газоконденсатное месторождение (ГКМ) открыто в 1975 г. на западе Иркутской области и относится к мелким. Вся его площадь изучена лишь 2D сейсморазведкой 1973-1974 гг. низкого качества. Поисково-разведочное бурение (16 скважин) закончено в 1983 г. Официально на балансе Росгеолфонда числится один газоконденсатный объект - парфёновский, сложенный песчано-глинистыми формациями и приуроченный к венду. Объект эксплуатируется с 1989 г. двумя разведочными скважинами, остальные ликвидированы.

Предприятие, осуществляющее добычу, является социально значимым в регионе, но убыточным ввиду весьма ограниченного локального спроса на продукцию и существенной удаленности самого месторождения от магистрального газопровода. При этом, непосредственная близость исследуемого района к нефтепроводу Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) и железной дороге, а также всепогодная автотрасса до промысла могут предопределять экономическую целесообразность добычи нефти. Авторами был изучен разрез Братского месторождения на предмет перспектив нефтедобычи (Рис. 1).

Анализ имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации, в т.ч. по соседним территориям, показал, что в самой нижней части разреза, глубже парфёновского горизонта - в рифее в северной части площади весьма вероятно неструктурная литологическая ловушка с

залежью газа. Также результаты испытаний одной из скважин и газопоказания в интервале преобразенского карбонатного горизонта, залегающего над парфёновским, свидетельствуют о его вероятной газоносности. Ещё выше по разрезу, в интервале нижнего кембрия, на всей площади развит карбонатный осинский горизонт, залегающий на глубине 2,7 км между соленосными толщами. Его нефтеносность подтверждена на ряде соседних месторождений региона. На Братском месторождении пласт опробовался в нескольких скважинах в открытом стволе, но лишь в одной из них был получен крайне слабый приток нефти с водой, в остальных оказался «сухим». Таким образом в 70-80-е годы прошлого столетия промышленная нефтеносность осинского горизонта Братского месторождения не была доказана. Керн из осинского интервала отбирался в 5-ти скважинах, но его фильтрационно-емкостные свойства не были изучены. К сожалению, до настоящего времени керновый материал не сохранился, доступно только его недостаточно детальное описание, которое, между тем, свидетельствует, что вынос керна составлял лишь 20-30% от интервалов его отбора.

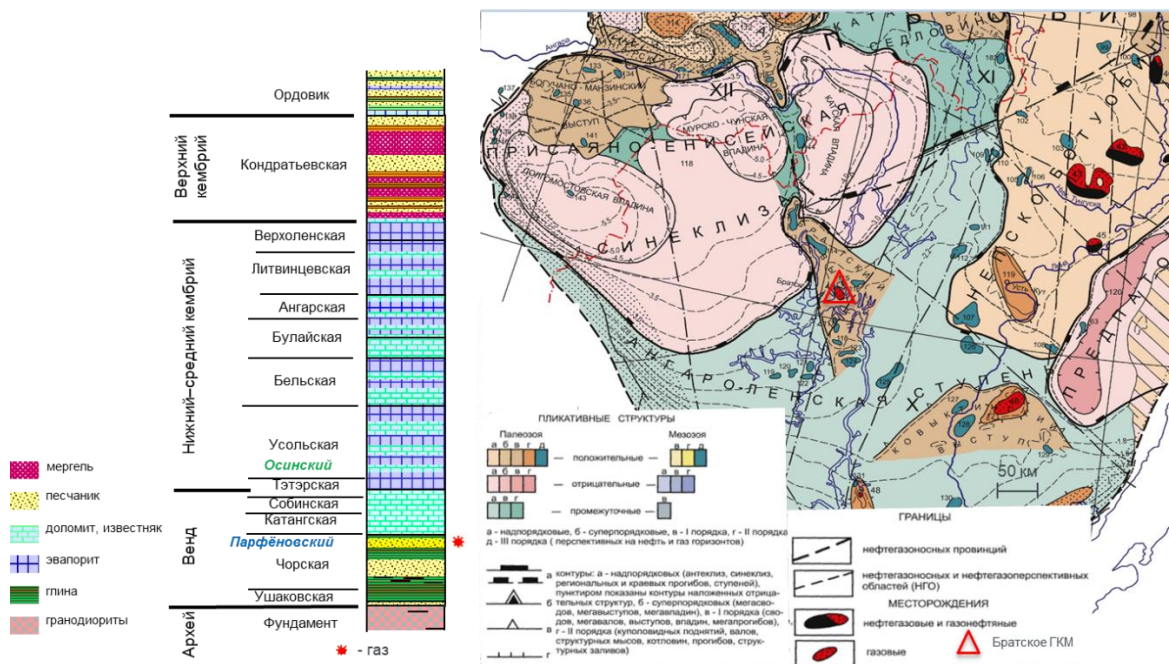


Рис. 1. Литолого-стратиграфическая характеристика и тектоническая схема района

Концептуальное геологическое строение

Отличительной особенностью отложений осинского горизонта является высокая степень литолого-петрофизической неоднородности, обусловленная фациальной изменчивостью и широким спектром вторичных преобразований [1]. Строение осинского природного резервуара в зоне биогермных массивов было изучено на примере Большетирской, Верхнетирской, Марковской, Среднеботуобинской площадей [2]. Отмечается, что мощность коллекторов в центральной части биогермов возрастает до 25-34 м, составляя до 65-80% общей мощности разреза. Значения пористости здесь достигают 15%. В отдельных скважинах отмечена повышенная трещиноватость пород. В области распространения более глубоководных отложений строение резервуара резко меняется - значительно уменьшается мощность горизонта, отложения представлены микро-тонкозернистыми плотными доломитами, существенно глинистыми. В палеогеографическом плане [2] территория Братского месторождения приурочена к юго-западному краю обширной 150x1000 км отмельной зоны, простирающейся с северо-востока на юго-запад и характеризующейся цепью органогенных построек (Рис. 2). В эту же отмельную зону попадают изученные большим количеством скважин Верхнечонское, Талаканское и Чаяндинское месторождения. Их исследования вошли в результаты литолого-фациального районирования центральной и восточной частей Непского свода по отложениям осинского горизонта [3]. Реконструкция условий осадконакопления базировалась на результатах изучения пород в керне и шлифах, а также на генетической интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС). Ввиду отсутствия кернового материала по Братскому месторождению такую работу выполнить невозможно, но, поскольку район исследований находился в похожих фациальных условиях, можно рассматривать аналогии по описанию керна и данным ГИС.

Для центральной и восточной частей Непского свода установлено [3], что осинский горизонт имеет четко выраженное циклитовое строение, где выделено 6 циклитов. Также отмечено, что отложения интенсивно вторично преобразованы. Лучшими емкостными свойствами обладают разнокристаллические доломиты по каркасным известнякам (фреймстоуны) 3-го циклита с межкристаллическими пустотами и пустотами выщелачивания, наследующими седиментационно-каркасную пористость, а также оолитовые доломиты (грейнстоуны) с межзерновой пористостью.

По приведенным в работе [3] данным видно, что средняя толщина осинских отложений на Верхнечонском месторождении составляет 48-53 м, на Талаканском и Чаяндинском 60-80 м. В пределах Братской структуры эта величина изменяется в пределах 77-88 м, но здесь не всегда увеличенные общие толщины карбонатных отложений напрямую связаны с органогенными постройками. Выявление поисковых признаков рифовых тел, при использовании имеющегося материала, оказалось сложнее.

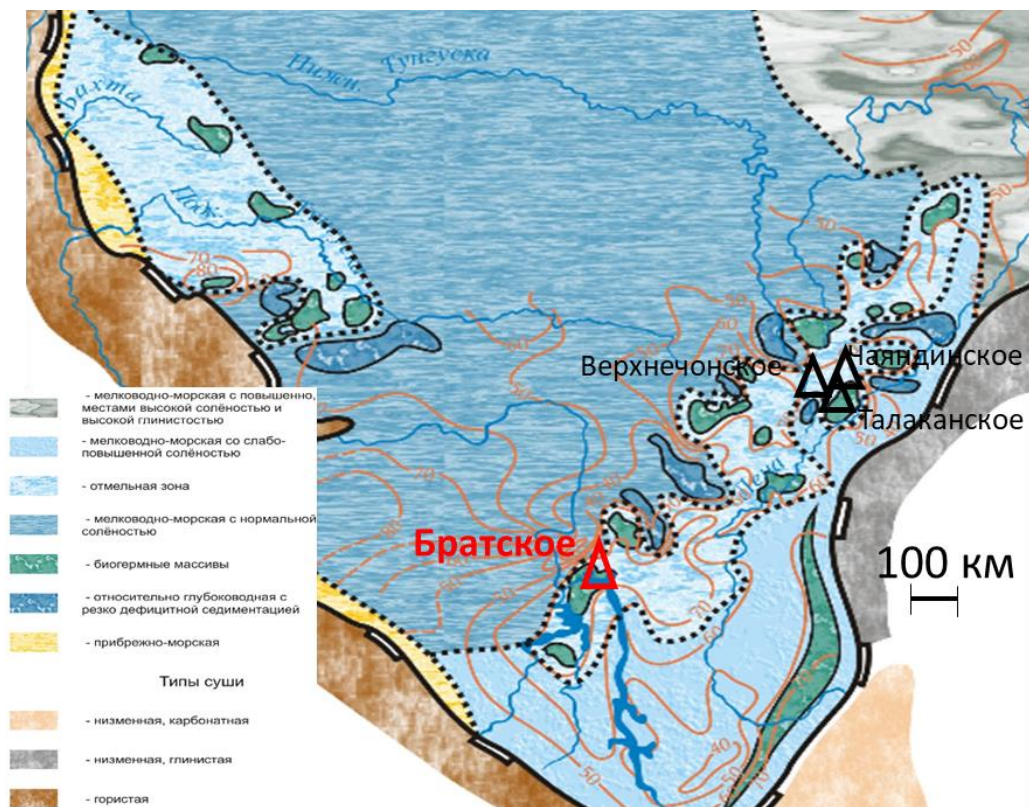


Рис. 2. Палеогеографическая карта осинского времени

(Постникова О.В., 2007, с дополнениями авторов)

Сопоставляя данные ГИС на рис. 3, можно прогнозировать развитие тех же 6 циклитов Талакан-Верхнечонской и Чаяндинской зоны на Братском месторождении. При этом рифовые тела с вторичными преобразованиями приурочены также к 3-му циклиту. По мнению авторов, наиболее перспективный район доразведки осинского горизонта Братского месторождения находится вблизи скважины 8 (Рис. 4), поэтому схема корреляции рис. 3 выбрана через ближайшие к ней скважины.

Первый циклит, выделенный в основании осинского горизонта, идентичен для разрезов всех четырёх указанных месторождений и представлен сильноглинистыми доломитами. Вполне сопоставима и его общая толщина - 3-5 м на Братском месторождении и 2-4 м на приведённых аналогах. Второй циклит сложен сменяющими друг друга снизу вверх слабogliнистыми и глинистыми доломитами, в кровле циклита фиксируется поверхность максимального затопления.

Циклит 3 представляет наибольший интерес. На Братском ГКМ он сложен доломитами, толщина которых меняется по площади почти на порядок – от 4 м (скв. 14) до 32 м (скв. 1). Такое строение 3-го интервала как раз и связано с наличием органогенных построек. При этом можно допускать, что максимальная толщина 3-го циклита скважинами не вскрыта. Поскольку осинский горизонт не являлся основным целевым объектом поиска и разведки, скважины попадали в различные части рифов и межрифовые области. В скв. 1 в керне из верхней части осинского интервала были обнаружены археоциаты – каркасные рифостроители и другая скелетная фауна – хиолиты. На приведённых месторождениях-аналогах органогенные постройки третьего циклита также сложены доломитами по каркасным известнякам.

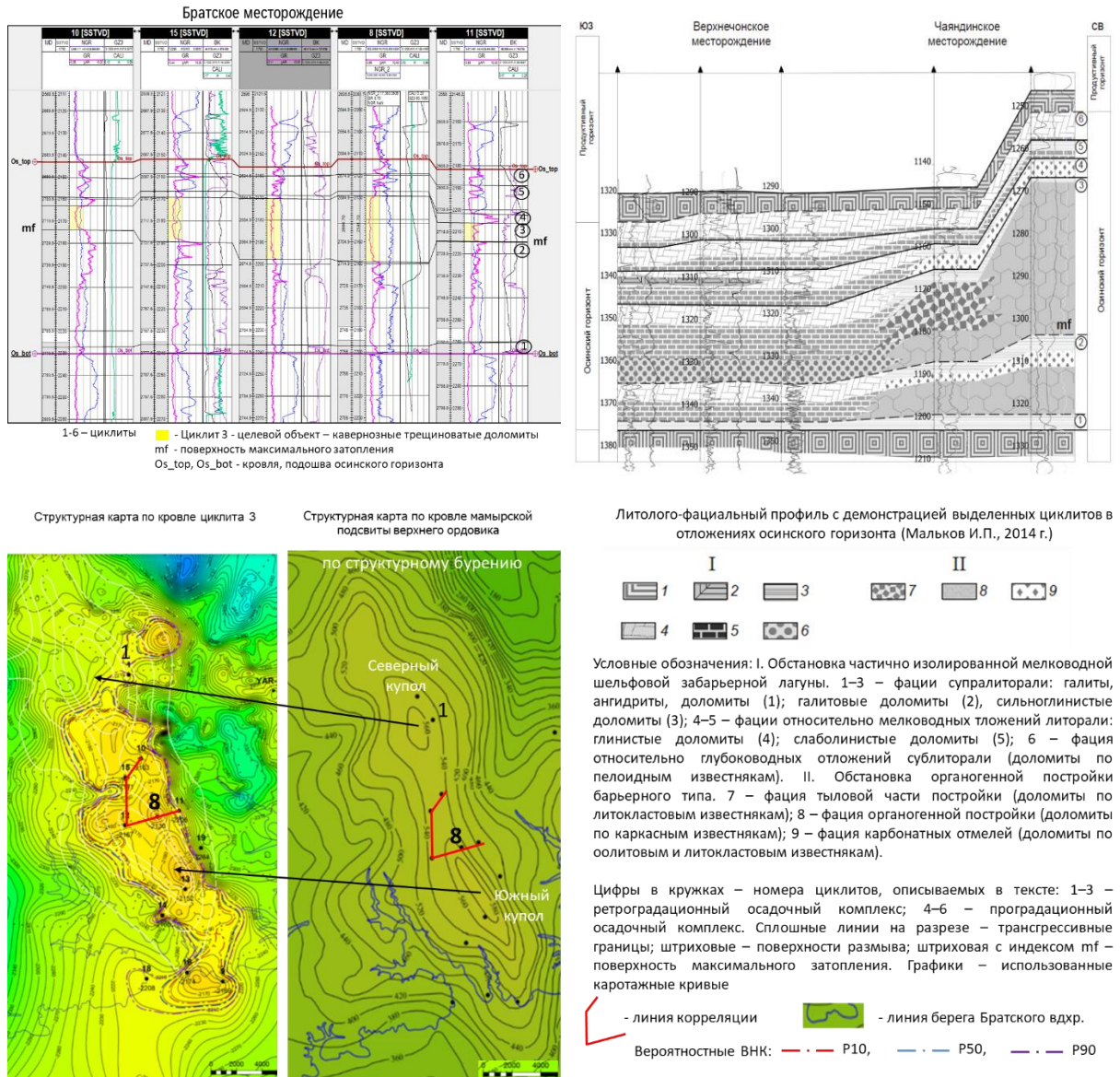
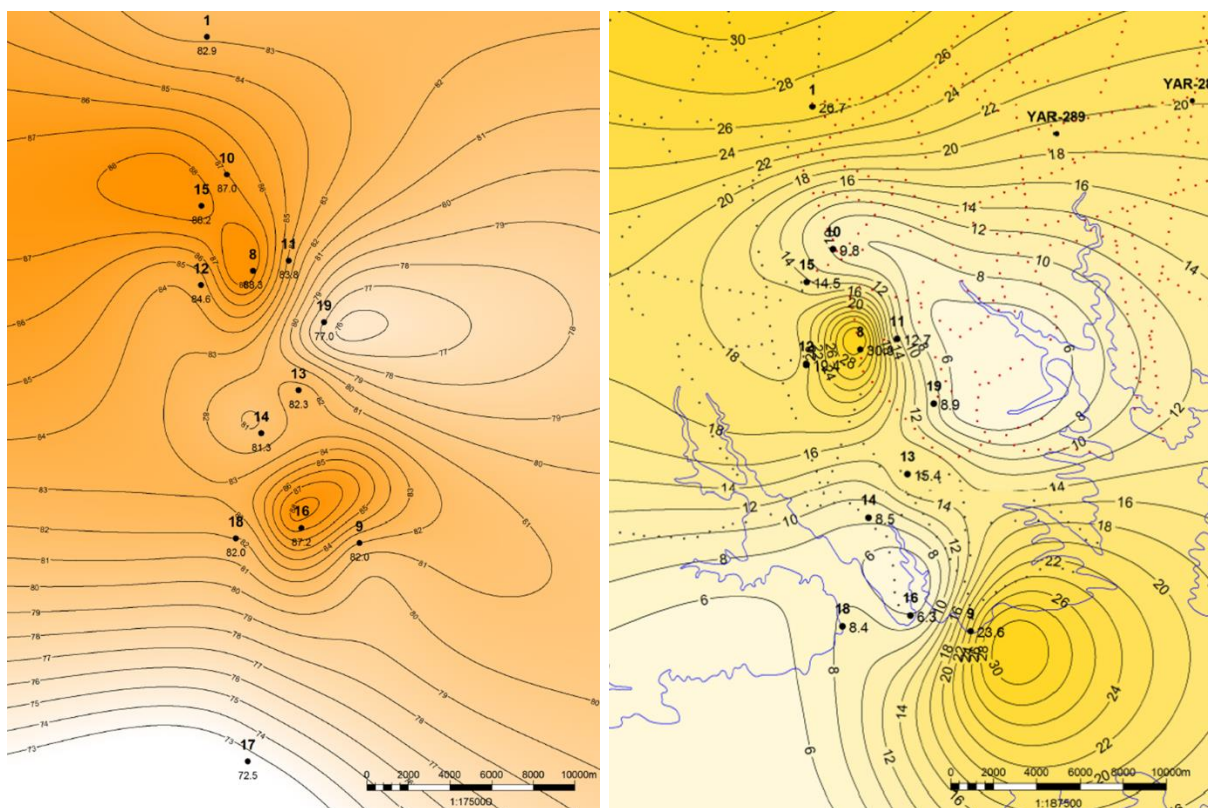


Рис. 3. Циклиты осинского горизонта и структурные карты

Керн из целевого циклита 3, в пределах ожидаемого контура нефтеносности, отобран в 3-х скважинах - из зон минимальных толщин (4 м – скв. 14), средних (12.5 м – скв. 18) и близких к максимальным (26,5 м – скв. 12). Любопытно отметить, что в зоне максимальных толщин это доломиты коричневато-темно-серые, пятнами светло-серые, разномерные. Проходка по циклиту 3 с отбором керна в скв. 12 составила 15,5 м, а вынос керна 3,43 м (22%). По всему интервалу наблюдаются неправильной и щелевидной формы поры размером около 1 мм и каверны более 1 мм, редкие вертикальные открытые трещины протяжённостью

от 3,5 до 12 см. Низкий процент выноса керна предположительно связан с разрушением кавернозно-трещиноватой породы. Отмечен запах бензина. Зона средних толщин представлена серым известковистым доломитом, мелкозернистым, кавернозным за счёт выщелачивания каменной соли. По трещинам выделялась каплевидная нефть. И наконец в зоне минимальных толщин залегают доломиты светло- и темно-серые, тонко-мелко-зернистые, брекчированные с редкими трещинами, выполненными глинисто-органическим веществом, с резким запахом конденсата.



Карта общих толщин осинского горизонта по скважинным данным

Эффективная толщина 3-го цикла (без прогноза межскважинного пространства)

— линия берега Братского вдхр.

Рис. 4. Общая толщина осинских отложений и эффективная толщина 3-го цикла

Таким образом, можно отметить, что, по мере увеличения толщины 3-го цикла, растёт его зернистость, пористость, кавернозность, появляется открытая трещиноватость, темнеет цвет доломитов. Уменьшенные толщины и брекчированность пород могут говорить о расположении

скважин в зоне рифового склона. Очевидно наличие брекчий обусловлено нарушением целостности горных пород под действием гравитационных сил. По ГИС коллектор третьего циклита выделяется во всех пробуренных скважинах.

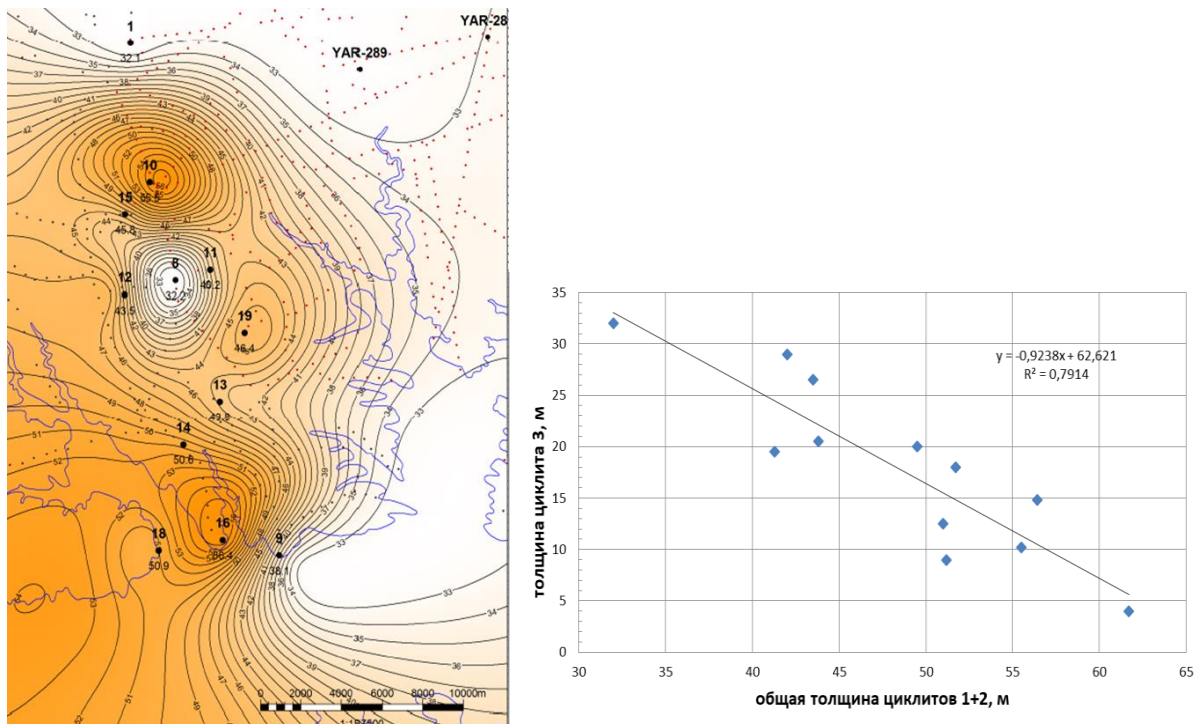
Четвёртый циклит на Братском представлен глинистыми доломитами, на рассматриваемых аналогах слабogliнистыми доломитами внизу, выше - отложениями глинистых доломитов. Общая толщина отложений циклита везде сопоставима и меняется от 4 до 8 м. Пятый и шестой циклиты на всех трёх описываемых площадях представлены последовательной сменой слабogliнистых доломитов на глинистые. Таким образом, аналогии вполне очевидны. В целом исследуемая территория находилась в зоне стабильного обширного мелководья глубиной 30-50 м с прозрачной тёплой и аэрированной водой [4]. К концу осинского времени произошло общее осолонение бассейна, что привело к уменьшению видового разнообразия и исчезновению скелетных организмов, способных к созданию органогенных построек.

В формировании осинских пород значительную роль сыграли вторичные преобразования их структуры и минерального состава на стадии диа- и катагенеза [5]. По описанию керна Братского месторождения здесь присутствуют почти все их типы - перекристаллизация, кальцитизация, доломитизация, выщелачивание, сульфатизация, стилолитизация, трещинообразование. Наибольший объем фильтрационно-емкостного пространства в этих отложениях характерен для биоморфных пород, где его первичная структура определяется типом формирующего органогенный каркас биоценоза [1]. Основным фактором, определяющим наличие коллекторов и улучшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), является выщелачивание и последовавшая доломитизация биогермных пород. Эти процессы, скорее всего, имеют гидротермальный генезис [1].

Структурная карта по кровле целевого циклита 3 строилась от подошвы усольской свиты - ближайшей поверхности, по которой имеются данные интерпретации сейсморазведки. Поскольку целевые органогенные постройки залегают выше этой поверхности, она не может характеризовать рифы в межскважинном пространстве. Выше на рис. 3 приведена также структурная карта по мелкозалегающему горизонту верхнего ордовика, построенная по данным структурного бурения. Видно, что по ордовику Братская структура имеет двухкупольное строение и, если её южный купол можно считать унаследованным от выступа фундамента, то северный на структурной карте по кровле циклита 3 не выражен, что может свидетельствовать о его бескорневой природе, например, как структуры облекания осинского рифа, восточную часть которого вскрыла скв. 1. На временных разрезах рассматриваемой территории видно, что структуры облекания осинских органогенных построек прослеживаются вверх до ордовика.

Высота органогенных построек Братского месторождения близка к пределу разрешающей способности сейсморазведки, в том числе модификации 3D, которую рекомендуется выполнить после получения экономически рентабельного дебита нефти. Прослеживание кровли 3-го циклита по 3D сейсморазведке не даст надёжной гарантии идентификации рифов, поскольку локальные поднятия могут соответствовать не только рифам, но и структурам, унаследованным от выступов фундамента. Но авторам удалось найти подход к их выделению. На рис. 5 видно, что суммарная толщина 1 и 2 циклитов заметно меняется по площади и чем меньше эта толщина, тем более мощным оказывается циклит 3. Полагая, что суммарная толщина 1 и 2 циклитов отображает палеорельеф к началу формирования циклита 3, логично считать, что наиболее благоприятными участками для основания рифовых построек были отмели морского дна -

области минимальной толщины двух нижних циклитов – светлые области на карте (Рис. 5).



Карта общих толщин 1+2 циклитов

 - линия берега

Братского вдхр.

Функция толщины цикла 3 от толщины циклитов 1+2

Рис. 5. Общая толщина 1+2 циклитов по скважинным данным (без учёта прогноза межскважинного пространства) и зависимость толщины цикла 3 от толщины 1+2 циклитов

Анализ показал, что толщина цикла 3 находится в устойчивой обратной зависимости от общей толщины двух нижних циклитов. Проследив, по данным 3D сейсморазведки, подошву 1-го цикла и кровлю 2-го, возникает возможность надёжной локализации рифовых построек для всей исследуемой площади.

Технологические подходы

По рекомендации группы специалистов, в которую входили и авторы настоящей статьи, в районе скв. 8 запланировано бурение горизонтальной скважины на основной парфёновский горизонт венда с вертикальным пилотным стволом, в котором планируется отбор керна из осинского

горизонта и выполнение полного цикла испытаний с проведением операций по интенсификации в колонне. Толщина циклита 3 в этой зоне составляет 29 м, что сопоставимо с постройками вышеописанных площадей, хотя нет полной ясности о пространственной геометрии тел и в какую часть постройки попала указанная скважина.

В скв. 8 осинский горизонт разбуривался в 1970 г. на соляро-бентонитовом засолонённом растворе удельным весом $1,32 \text{ г/см}^3$, вязкостью 40 сек, водоотдача – полная. Из 2-го и 1-го циклитов также отбирался керн, что увеличило время воздействия бурового раствора на породы циклита 3 с ухудшением их фильтрационных показателей. В открытом стволе скв. 8 одним спуском испытателя пласта был опробован интервал 2874-2679 м комплексом испытательного инструмента КИИ-2-146 с установкой пакера 6 м выше кровли циклита 3. Продолжительность опробования – 2 ч, депрессия 11,8 Мпа, динамический уровень 1429 м, диаметр штуцера 25,4 мм. Притока не получено. Учитывая, что циклит 3 представляет собой кавернозно-трещиноватую карбонатную породу, в процессе бурения и отбора керна, с большой вероятностью, призабойная зона пласта могла подвергнуться существенной кольматации буровым раствором на глинистой основе. Поэтому при опробовании осинского горизонта в открытом стволе требовались более интенсивные депрессионные воздействия, нежели фактически примененные в 1970 г. По мнению авторов, пласт остался недоиспытанным.

Очень важную роль играют технологии вскрытия пласта при бурении. Поэтому в новой скважине для сохранения ФЕС изучаемого объекта за 50 м до его кровли рекомендуется перейти на полимер-солевой раствор с обработкой мраморной крошкой CaCO_3 разнофракционного состава. При возникновении поглощений мраморная крошка создаст непроницаемую корку на поверхности породы незначительной толщины (до 1 см) и защитит пласт от загрязнений буровым раствором. В последствии

кумулятивной перфорацией восстанавливается гидравлическая связь с пластом, а мраморная крошка нейтрализуется раствором соляной кислоты. Технология опробована на осинском горизонте Верхнечонского месторождения и хорошо себя зарекомендовала - ухудшения ФЕС пласта при бурении не отмечено.

Для объективной оценки продуктивности пласта и возможности его коммерческого использования необходимо выполнить комплекс мероприятий [6]. После отбора керна и спуска эксплуатационной колонны необходимо вскрыть продуктивный пласт глубоко-проникающими зарядами с глубиной перфорации не менее 1000 мм и плотностью 20 отв./м, предварительно переведя скважину на раствор КОН (гидроксид калия) для исключения разбухания глинистого материала, возможно присутствующего в породе. Далее на беспакерной компоновке насосно-компрессорных труб 2,5” с пусковыми муфтами, установленными на глубинах 700, 900 и 1100 м, выполнить освоение скважины азотной установкой с циклами резкого сброса из затрубного пространства закачанного газа, что создаст депрессионное воздействие и условие очистки призабойной зоны пласта от кольматанта с раскрытием естественной микротрещиноватости. Далее выполнить не менее двух циклов интенсификации притока с последовательной закачкой раствора соляной кислоты и освоения компрессорной установкой с резким сбросом газа из затрубного пространства. На завершающем цикле освоения выполнить запись кривой восстановления давления (КВД) глубинным манометром. Электронный автономный манометр и термометр (в одном приборе) заранее помещается в мандрель, спускаемую на компоновке освоения и размещённую как можно ближе к кровле циклита 3 (10 м от воронки). Отбор проб жидкости с интервалом 1 ч на протяжении завершающего цикла испытаний позволит оценить обводнённость продукции поступающей из пласта, а последующая расшифровка КВД даст информацию о параметрах притока и

эффективности соляно-кислотных обработок. По мнению авторов, в этом случае стоит ожидать коммерческий приток нефти. После успешного испытания горизонта следует выполнить 3D сейсморазведку и оценить перспективы площадного расширения проекта, поскольку перспективная на поиски осинских рифов область включает, в том числе, и смежные участки нераспределённого фонда недр, также находящиеся в непосредственной близости от ВСТО.

Выводы

Имеющиеся геолого-геофизические и промысловые данные, результаты региональных работ позволяют считать осинский горизонт Братского месторождения перспективным для доразведки с целью добычи нефти. По мнению авторов это недоиспытанный объект. В строении горизонта принимают участие органогенные постройки, подвергнутые вторичным изменениям и сходные по генезису с аналогичными в регионе, из которых ведётся добыча нефти.

Один из вопросов дальнейшего изучения – обладает ли межрифовая область извлекаемыми запасами нефти? В пользу подтверждающих аргументов можно отнести: 1) получение слабого притока нефти из скв. 16 (межрифовая область); 2) развитая трещиноватость и кавернозность пород по керну; 3) фактическая добыча нефти на соседних (Марковское, Ичёдинское, Большетирское) месторождениях из осинских коллекторов с пористостью 3-9% (не рифовые фации) при утверждённом коэффициенте извлечения нефти 0,316-0,318.

Предложены современные технологические подходы для вскрытия и освоения пласта, что с большой вероятностью может привести к открытию нефтяной залежи, увеличению ресурсного потенциала месторождения и прилегающих территорий, а также выходу предприятия-недропользователя на эффективные производственные показатели.

Список литературы

1. «Типы и генезис фильтрационно-емкостного пространства пород-коллекторов нижнекембрийских карбонатных отложений юго-западного склона Непско-Ботуобинской антеклизы» Китаева И.А., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2020 г.
2. «Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы и его нефтегазоносность». Постникова О.В., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2007 г.
3. «Условия формирования осинского горизонта центральной и восточной частей Непского свода». Мальков И.П., Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва, 2014 г.
4. «Известковые водоросли и строматолиты. Систематика, биостратиграфия, фациальный анализ». Сборник научных трудов. Отв. Редакторы: д г-м н В.Н. Дубатов, к г-м н Т.А. Москаленко - стр. 80: Т.Н. Титоренко «Распространение водорослей в осинском горизонте Иркутского амфитеатра». Новосибирск, «Наука», Сибирское отделение РАН, 1988 г.
5. «Роль литогенеза в формировании зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами подсольевых карбонатных отложений венда и нижнего кембрия (Восточная Сибирь)». Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Каячев Н.Ф., Колесов В.А., Квачко С.К., Мусин Р.А. Т. 15. -№ 20. - с. 216-231.
6. «Новый взгляд на старое месторождение: перспективы нефтеносности осинского горизонта Братского месторождения Иркутской области». Ванин В.А., Урядов С.А., Боровкова Е.Е., Мамеева Ю.Р., Сафронов В.О., Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, №10 (346), 2020 г, с. 22-27.

References

1. "Types and Genesis of Reservoir Space of the Lower Cambrian Carbonate Deposits of the Southwestern Slope of the Nepsko-Botuobinsk Antecline" Kitaev I.A., Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, 2020. (in Russian)
2. "Evolution of the Riphean-Wend-Cambrian sedimentary basin of the southern Siberian plate-form and its oil and gas content." O.V. Postnikova, Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, 2007. (in Russian)
3. "Conditions for the formation of the Osinsky horizon of the central and eastern parts of the Ne-P arch." I.P. Malkov, Lomonosov Moscow State University, Moscow, 2014
4. "Calcareous algae and stromatolites. Systematics, biostratigraphy, facial analysis. " Collection of scientific works. Otv. Editors: Dr. V.N. Dubatolov, to Mr. T.A. Moskalenko - p. 80: T.N. Titorenko "Distribution of algae in the Osinsky horizon of the Irkutsk amphitheater." Novosibirsk, "Science," Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 1988. (in Russian)
5. "The role of lithogenesis in the formation of zones with improved reservoir properties of subsalt carbonate deposits of the Vendian and Lower Cambrian (Eastern Siberia)." Bulletin of the Perm National Researcher Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining. 2016. Kayachev N.F., Kolesov V.A., Kvachko S.K., Musin R.A. T. 15. -№ 20. - p. 216-231. (in Russian)
6. "A new look at the old field: prospects for oil potential of the Osinsky horizon of the Bratsk field of the Irkutsk region." Vanin V.A., Uryadov S.A., Borovkova E.E., Mameeva Yu.R., Safronov V.O., Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, No. 10 (346), 2020, pp. 22-27. (in Russian)

Сведения об авторах

Ванин Валерий Александрович, главный менеджер Управления геологии и разработки месторождений новых и зарубежных активов Тюменского Нефтяного Научного Центра (ТННЦ)

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: vavanin@tnnc.rosneft.ru

Урядов Сергей Александрович, начальник отдела выполнения и внедрения работ по системе новых технологий и опытно-промышленных испытаний Тюменского Нефтяного Научного Центра (ТННЦ)

Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1

E-mail: saouriadov@tnnc.rosneft.ru

Authors

V.A. Vanin, Head manager of the Geology and Development Department of new and foreign assets, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» (TPRC)

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: vavanin@tnnc.rosneft.ru

S.A. Uryadov, Head of the Department of execution and implementation of works on the system of new technologies and pilot tests, LLC «Tyumen Petroleum Research Center» (TPRC)

79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation

E-mail: saouriadov@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 15.08.2023

Принята к публикации 22.09.2023

Опубликована 30.09.2023