

Определение и прогнозирование перспективных зон пласта ВК₁ викуловская свита Ай-Торского поднятия с целью повышения эффективности эксплуатационного бурения скважин

Ильзит Е.В.^{1,2}¹ ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ² Нижневартковский государственный университет, Нижневартовск, Россия
evilzit@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Ценность представленного материала заключается в разработанной методике прогнозирования зон с улучшенными коллекторскими свойствами пласта ВК₁ в пределах Каменного (западная часть) ЛУ Краснотеннинского НГКМ. Разработка данного участка осложнена наличием обширных водонефтяных зон, пониженной нефтенасыщенностью, средними фильтрационно-емкостными свойствами, а также высокой неоднородностью коллектора, наличием врезанной долины и тектоническими нарушениями. Таким образом, прогнозирование перспективных зон имеет большое практическое значение, так как от предсказания зависит экономическая эффективность расставленного фонда скважин, проходка скважин по коллектору, изменение целей бурения, планирование и успешность геолого-технических мероприятий.

Материалы и методы

Материалы: исходные данные ГИС и РИГИС по 156 эксплуатационным скважинам, в качестве входных данных использовались поверхностные характеристики параметров, рассчитанные из амплитудных кубов в двух вариантах обработки с привлечением седиментологического описания ядра 11 разведочных скважин. Методы: комплексный анализ геолого-геофизической информации, проведение динамического анализа, построение карт спектральной декомпозиции, седиментологическое описание ядра с анализом

условий осадконакопления, поиск и подбор количественных критериев для выделения перспективных зон.

Ключевые слова

пласт-коллектор, улучшенные коллекторские свойства, прибрежно-морские условия осадконакопления, распределительные каналы, эффективные толщины, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициент нефтенасыщенности, Ай-Торское поднятие, Краснотеннинский свод

Для цитирования

Ильзит Е.В. Определение и прогнозирование перспективных зон пласта ВК₁ викуловская свита Ай-Торского поднятия с целью повышения эффективности эксплуатационного бурения скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 14–18. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-14-18

Поступила в редакцию: 10.04.2022

GEOLOGY

UDC 553.982.2 | Original Paper

Identification and forecasting of promising zones of the VK₁ vikulovskaya suite formation of the Ai-Tor uplift in order to increase the efficiency of production drilling of wells

Ilzhit E.V.^{1,2}¹ "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ² Nizhnevartovsk State University, Nizhnevartovsk, Russia
evilzit@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The value of the work lies in the developed methodology for predicting zones with improved reservoir properties of the VK₁ formation within the Kamenny (western part) license area of the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field. The development of this area is complicated by the presence of extensive oil-water zones, low oil saturation, average reservoir properties, as well as high heterogeneity of the reservoir, the presence of an incised valley and tectonic disturbances. Thus, the forecasting of promising areas is of great practical importance, since the economic efficiency of the well stock, the drilling of wells along the reservoir, the change in drilling goals, the planning and success of geological and technical measures depend on the prediction.

Materials and methods

Materials: the initial GIS and RIGIS data for 156 production wells were used as input data, surface characteristics of parameters calculated from amplitude cubes in two processing variants involving sedimentological description of the core of 11 exploration wells. Methods: complex analysis of geological and geophysical information, dynamic analysis, construction of spectral decomposition maps, sedimentological description of the core with analysis of sedimentation

conditions, search and selection of quantitative criteria for identifying promising zones.

Keywords

reservoir, improved reservoir properties, coastal-marine conditions of sedimentation, distribution channels, effective thicknesses, reservoir properties, oil saturation coefficient, Ai-Tor uplift, Krasnoleninsky arch

For citation

Ilzhit E.V. Identification and forecasting of promising zones of the VK₁ vikulovskaya suite formation of the Ai-Tor uplift in order to increase the efficiency of production drilling of wells. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 14–18. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-14-18

Received: 10.04.2022

Введение

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в западной части ХМАО Тюменской области, центр нефтедобычи находится в г. Нягань. В Красноленинскую группу входит несколько месторождений: Каменное, Талинское, Ем-Ёговское, Северо-Каменное, Пальяновское, Ингинское, Восточно-Ингинское, Поттымско-Ингинское, Елизаровское и Лебяжье. Сегодня в разработке нефтяной компании «Роснефть» находятся 2 площади: Ем-Ёговская и Каменная, в пределах которых сосредоточено 63 % запасов нефти Красноленинского НГКМ (рис. 1). Основные объекты эксплуатационного бурения — пласты BK_{1-3} и пласты $ЮК_{2-9}$. Перспективы дальнейшего бурения связывают с пластами П ($ЮК_1$) и БГ, а также с отложениями доюрского комплекса (ДЮК).

Объектом изучения стал участок на северо-западе Каменного ЛУ, название которого приурочено к структурному элементу — Ай-Торскому поднятию. Разработка данного участка осложнена неоднородностью коллекторов, что приводит к неравномерной выработке запасов за счет прорыва вод (пластовых или нагнетаемых) по высокопроницаемому прослою и с образованием застойных зон в линзах, а также в межскважинном пространстве в слабодренлируемых коллекторах. Наличие зон с невыработанными запасами обусловлено тем, что продуктивные пласты хоть и вскрываются на полную толщину, но в силу достаточно высокой вертикальной неоднородности пластов выработка запасов нефти в первую очередь происходит из высокопроницаемых частей [1]. Это приводит к опережающему продвижению воды (в условиях достаточно эффективного естественного и искусственного водонапорного режима) и соответственно к прогрессирующему обводнению добываемой продукции.

Задачи работы связаны с подбором количественных критериев для выделения перспективных областей, которые в дальнейшем помогут оптимизировать размещение проектного фонда и повысить эффективность эксплуатационного бурения скважин. Для этого необходимо не только детально проанализировать геологическое строение исследуемого

участка, но и уточнить условия осадконакопления продуктивных пластов.

Палеогеографические особенности формирования пластов BK_1 Каменной площади

В работе рассматривается западная часть Каменного лицензионного участка, принадлежащая АО «РН-Няганьнефтегаз». На палеогеографической карте интервала BK_1 , построенной ООО «ТННЦ» в 2009 г., видно, что пласт BK_1 образовался в прибрежно-морских условиях и сложен дельтовым комплексом.

Исследуемый участок Ай-Торского поднятия находится на севере Каменной площади в ближней зоне шельфа и приурочен к фациям подводной дельтовой равнины. Подробная палеогеография Ай-Торского участка приведена на картах спектральной декомпозиции (рис. 2). В интервале пласта BK_1 окно ОГ М1 +2/0 мс белым цветом подсвечиваются врезанные палеодолины пластов BK_2 и BK_3 ; Кальмановская (на севере) и Сеульская (на юге). На перетке двух палеодолин в северо-западном направлении сформировался распределительный канал дельтовой системы, который ранее не картировался на палеогеографических картах.

Седиментологический анализ разведочных скважин

Седиментологический анализ фонда разведочных скважин Ай-Торского поднятия подтвердил сформировавшуюся модель осадконакопления — дельты волнового типа. Также подтверждается генезис отложений, приуроченный к фациям подводной дельтовой равнины с характерным преобладанием волновой энергии. Основными диагностическими признаками дельтовых отложений на данном участке являются [2]:

- наличие на значительном расстоянии выдержанных удлиненных мощных песчаных тел;
- развитие в нижней части разреза существенно глинистых отложений проделты, а в верхней — осадков, близких по вещественному составу и структурно-текстурным характеристикам аллювиальным образованиям;
- наличие в верхней части разреза

отложений, несущих следы вырождения дельтового комплекса;

- присутствие в осадках остатков солоноводной морской фауны в глинистой части разреза и пресноводной наземной — в песчаной;
- одновременное присутствие в осадках остатков морской фауны и континентальной флоры.

Наибольший интерес вызвала эксплуатационная скважина № х213 с отбором керна, пробуренная на северо-западе Ай-Торского поднятия в 2019 г. (рис. 3). Скважина № х213 попадает в центр распределительного канала и решает дилемму его образования. Седиментологическое описание скважины подтвердило, что отложения сформированы в условиях продельтового склона — глинистая часть разреза и фронта дельты — песчаная часть. В детальном седиментологическом описании керна с анализом условий осадконакопления скважины № х213 отмечается:

- переслаивание тонко-мелкозернистых слабосцементированных песчаников с мелкозернистыми глинистыми алевролитами, что говорит о приливно-отливной деятельности моря;
- ихновицы, характеризующие приливно-отливную дельту, представлены комплексами *Palaeorhynchus*, *Planolites*, *Zoophycos*. Данные виды предпочитают жесткие воды с изменчивым влиянием приливно-отливной энергии и морской среды;
- отложения дистальной части фронта дельты — интенсивно биотурбированные — характеризуют медленную и непрерывную скорость седиментации;
- встречаются органические остатки: углещифицированный растительный детрит, что является маркером дельтовых протоков и каналов.

По седиментационной модели меловых отложений восточной части Каменного месторождения (скв. № 30109, 93123, 31627, 9301 и 203Р) — генезис отложений подводно-дельтовый [3]. Ранее в работах уже встречался подобный разрез в скважине № 93123, который картировался как дистрибутивный канал дельты низкого стояния. Песчаные осадки диагностировались, как отложения

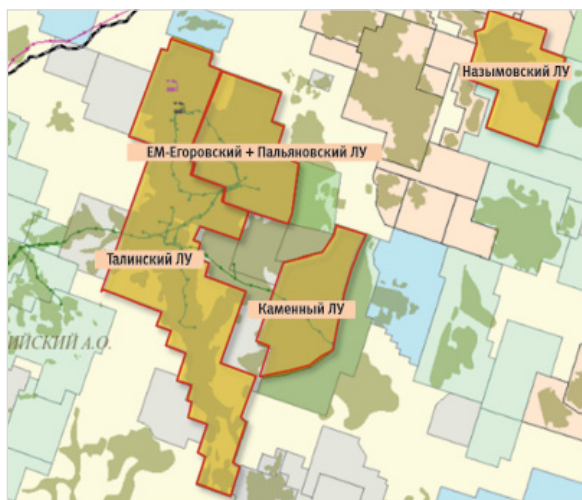


Рис. 1. Обзорная схема ЛУ Красноленинского НГКМ
Fig. 1. Overview scheme of the license areas of the Krasnoleninsky field

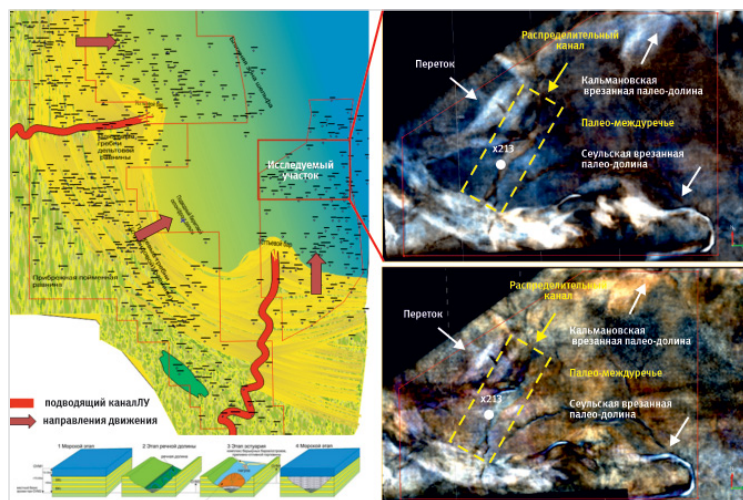


Рис. 2. Палеогеографическая карта интервала пласта BK_1 (ТННЦ, 2009).
Карты спектральной декомпозиции в интервале пласта BK_1 (окно ОГ М1 +2/0 мс и -8/0 мс; ПО OpendTect)
Fig. 2. Paleogeographic map of the interval of the BK_1 formation (TNNC, 2009).
Spectral decomposition maps in the interval of the formation BK_1 (the window of OG M1 +2/0 ms and -8/0 ms; OpendTect)

активных русел, перемежающихся с небольшими слоями паводков и отмерших русел. Хочется отметить, что зернистость пород в распределительном канале увеличивается снизу вверх, что является отличием от устьевых баров, в которых зернистость пород в разрезе снизу вверх уменьшается. Опесчанность и выдержанность коллектора в пласте ВК₁ скважины № x213 указывают на изолированность распределительного канала от сильной приливно-отливной деятельности моря. Высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) говорят про активную гидродинамику канала, благодаря которой происходила хорошая сортировка материала.

По данным описания керна разведочных скважин за пределами распределительного канала отмечаются текстурно-выраженные кратковременные события высокой энергии: штормы, которые чередуются с более длительными условиями малой энергии при спокойной погоде. Породы-коллекторы такого генезиса (темпеститы) имеют высокую расчлененность и наиболее неблагоприятные фильтрационно-емкостные свойства для разработки [4]. Таким образом, в керне на дельтовый генезис отложений указывают низкая и средняя степень разнообразия следов жизнедеятельности ископаемых организмов, трещины синерезиса, возникающие в результате растрескивания субстрата при смешивании пресных и соленых вод, конседиментационные микросбросы и текстуры оползания, свидетельствующие об отложении в условиях склона при избыточном поступлении осадка.

Определение и прогнозирование перспективных зон пласта ВК₁

Согласно предыдущей стратегии бурения на данном участке было запланировано бурение трех перспективных кустовых площадок: 132, 404 и 314. Планировалось бурение 18 скважин: 13 горизонтальных и 5 наклонно направленных. Эксплуатационное бурение началось с куста 132, на котором никаких отклонений от геологических и технических показателей не отмечалось. При бурении кустов 314 и 404 на ЭО ВК₁₋₃ был встречен пласт с улучшенными коллекторскими свойствами, где прослеживались высокие значения пористости, проницаемости, коэффициента нефтенасыщенности и эффективной толщины (табл. 1).

Подбор количественных критериев для выделения перспективных зон пласта ВК₁ с улучшенными коллекторскими свойствами

По результатам бурения удалось сформировать количественные критерии для выделения пласта с улучшенными коллекторскими свойствами по площади. Такой пласт-коллектор характеризуется высокими эффективными толщинами, улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и низкой обводненностью скважин.

Первый критерий — эффективные толщины

На исследуемом участке пробурено 156 скважин, объектом разработки которого

является пласт ВК₁. Пласт ВК₁ подразделяется на три цикла: ВК₁₋₁, ВК₁₋₂ и ВК₁₋₃ [5].

Циклит ВК₁₋₃ наиболее перспективен в осевой части залежи, которая на сегодняшний день полностью разбурена. При разбуривании краевых частей залежи горизонтальными скважинами вскрывается водонефтяная зона, что приводит к быстрой и высокой их обводненности. Наиболее надежным объектом для бурения скважин является циклит ВК₁₋₂, так как его эффективные толщины выдержаны по вертикали, имеют площадное распространение и удалены от водонефтяной зоны. При вскрытии скважиной пласта с улучшенными коллекторскими свойствами в циклите ВК₁₋₂ появляются дополнительные перспективы бурения. По сравнению с циклитом ВК₁₋₂, где встречаются выдержанные коллекторы, в циклите ВК₁₋₁ коллектора маломощные и бурение на них нецелесообразно.

На картах поверхностного атрибута «длина дуги» (рис. 4) представлено ранжирование скважин по эффективным толщинам. Атрибут «длина дуги» измеряет неоднородность отражения и используется для количественной оценки латерального изменения формы сигнала. С использованием данного атрибута в интервале пласта ВК₁ удалось рассмотреть характеристики сейсмического поля и его производных, которые помогли сузить зону поиска и определить предполагаемые границы перспективных областей. На первой карте, представленной для циклита ВК₁₋₁, количество скважин

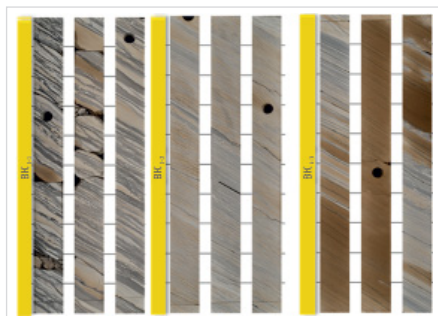


Рис. 3. Каменный ЛУ, скважина № x213, интервал ВК₁₋₁ (Циклит викуловской свиты) 1564–1566 м; ВК₁₋₂ 1571–1573 м; ВК₁₋₃ 1579–1581 м
Fig. 3. Kamenny license area, well No. x213, interval VK₁₋₁ (Cyclite of the Vikulovskaya Formation) 1564–1566 m; VK₁₋₂ 1571–1573 m; VK₁₋₃ 1579–1581 m

Табл. 1. Сравнение технических и геологических показателей пласта ВК₁
Tab. 1. Comparison of technical and geological parameters of the ВК₁ formation

Показатели	За пределами перспективной зоны	Перспективная зона
Тип залежи: пластово-сводовая, тектонически, стратиграфически и литологически экранированная		
Тип коллектора	поровый	
Средняя эффективная толщина/общая толщина, м	3,7/16,3	7,1/20,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23	0,28
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,46	0,57
Дебит нефти, т/сут.	33,9	51,2
Коэффициент продуктивности, м³/сут/атм	2,1	4,8

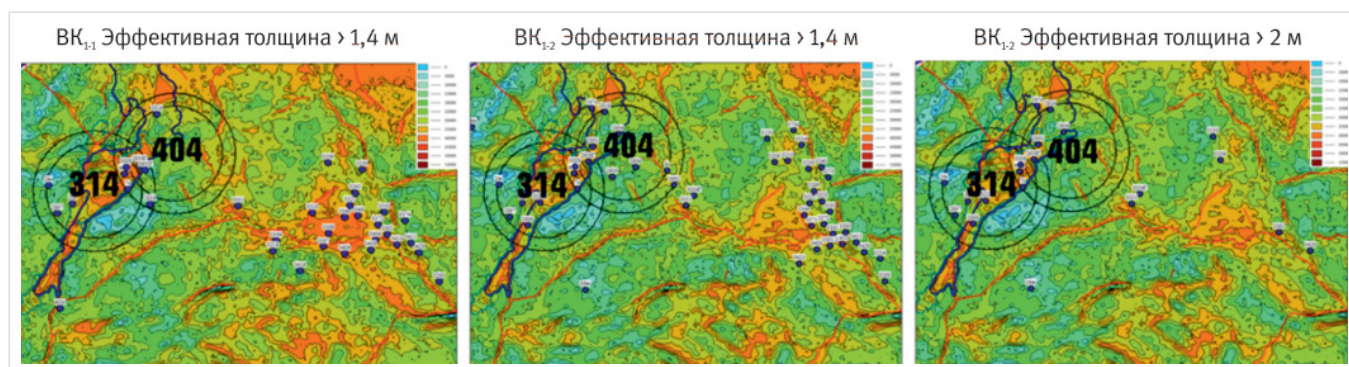


Рис. 4. Карта поверхностного атрибута «длина дуги» по кубу суммарных амплитуд с ранжированием скважин по эффективным толщинам
Fig. 4. Map of the surface attribute “arc length” by the cube of total amplitudes with ranking of wells by effective thicknesses

со средними значениями эффективных толщин составляет 23 % от общего фонда скважин. На второй карте представлен цикл $ВК_{1-2}$, количество скважин с эффективной толщиной больше 1,4 м возрастает

и составляет 28 %. Это подтверждает, что эффективные толщины циклита $ВК_{1-2}$ больше, чем в циклите $ВК_{1-1}$. На третьей карте показаны скважины с максимальными эффективными толщинами, как видно на карте,

количество скважин сокращается до 13 %. Скважины с максимальными значениями эффективной толщины концентрируются в оконтуренной зоне и на склоновой части участка в северо-восточном направлении.

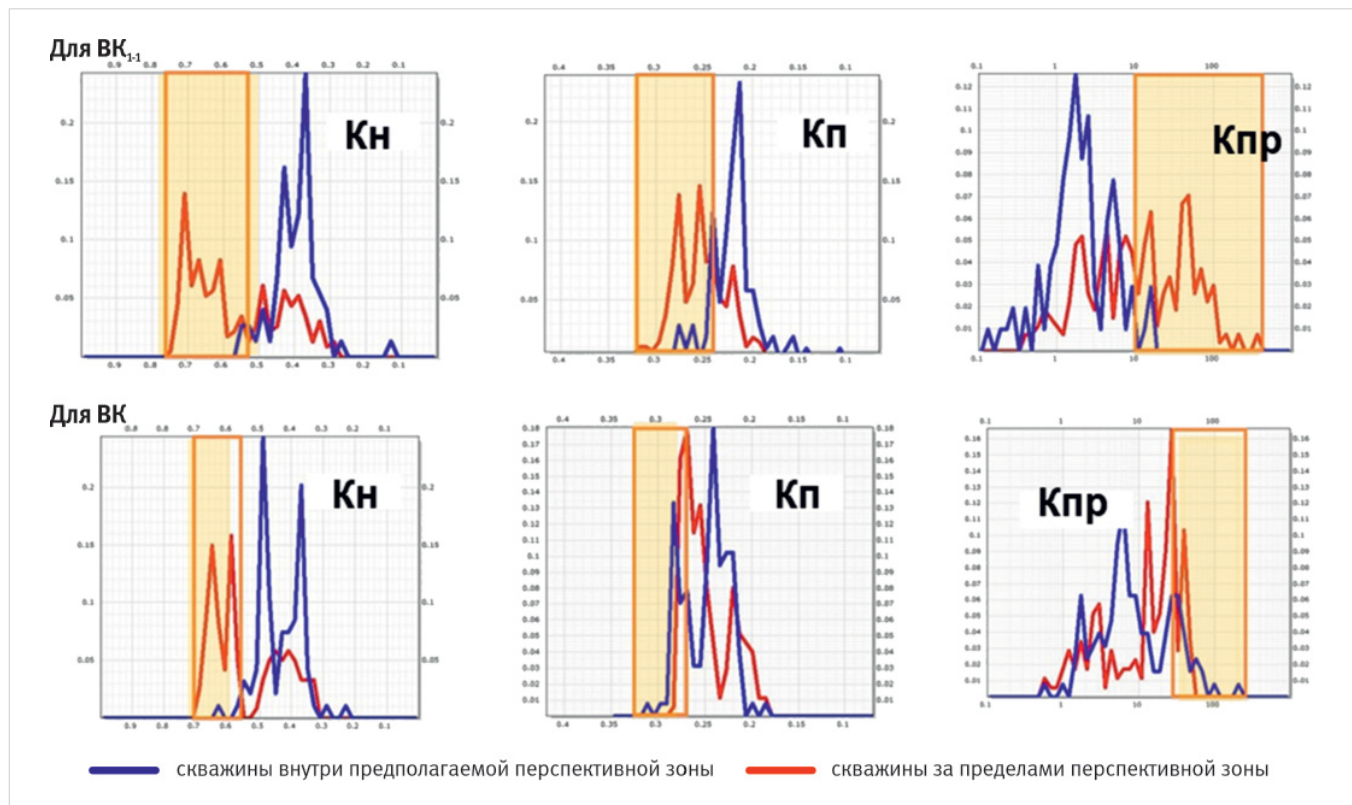


Рис. 5. Гистограмма распределения ФЕС по циклитам $ВК_{1-1}$ и $ВК_{1-2}$ и численные показатели перспективной зоны

Fig. 5. Histogram of the distribution of filtration-capacitance properties by cyclites $ВК_{1-1}$ and $ВК_{1-2}$ and numerical indicators of the perspective zone

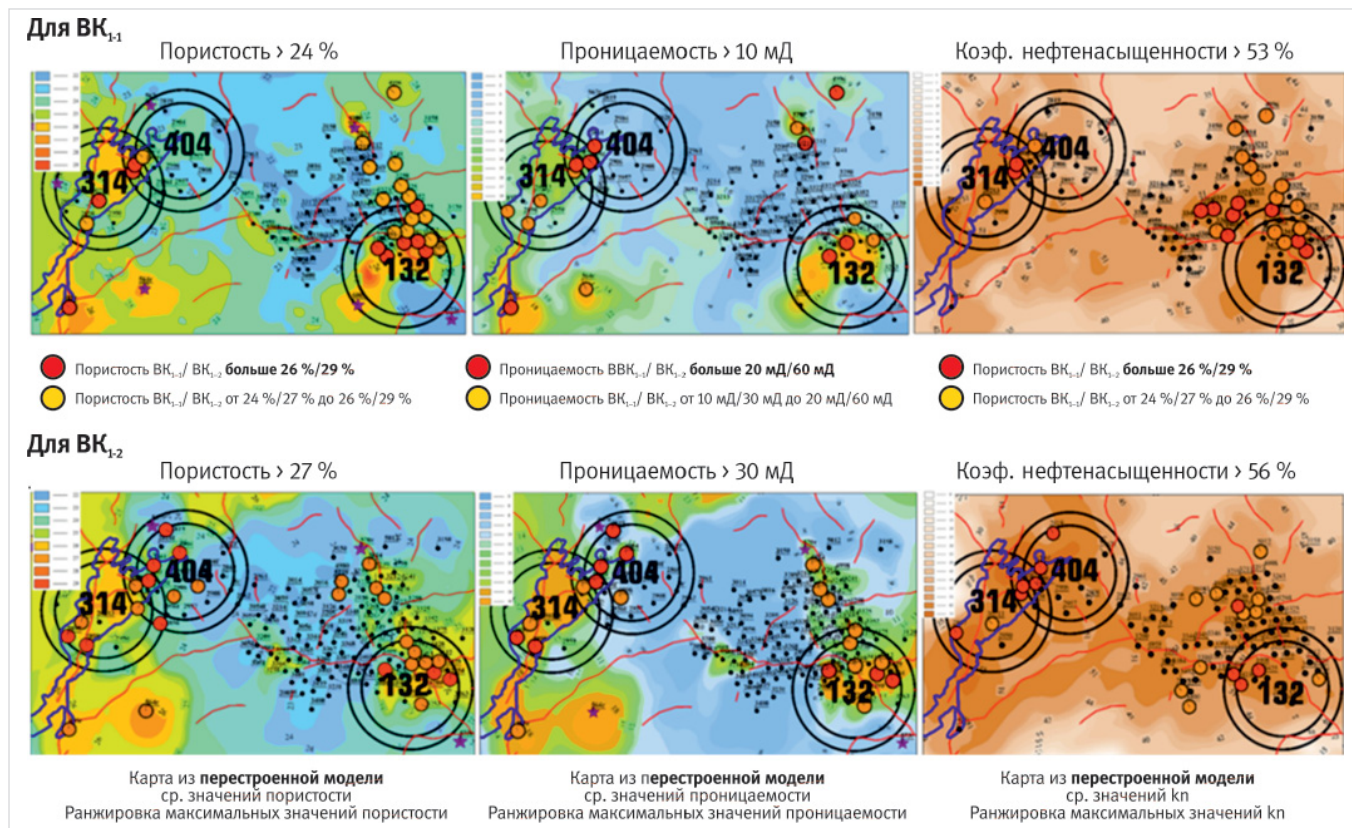


Рис. 6. Второй критерий выделения перспективных зон: фильтрационно-емкостные свойства и коэффициент нефтенасыщенности

Fig. 6. The second criterion for identifying promising zones is filtration: capacitance properties and oil saturation coefficient

Выделенные зоны являются наиболее перспективными для бурения по первому количественному критерию.

Второй критерий — фильтрационно-емкостные свойства и коэффициент нефтенасыщенности

Гистограммы распределения ФЕС подтверждают, что в разрезе присутствует зона с «аномальными» значениями. В выделенной перспективной зоне, по картам поверхностного атрибута «длина дуги», в циклите BK_{1-1} отмечаются повышенные значения ФЕС и Кн. В циклите BK_{1-2} «аномальные» значения отмечаются только в Кн. Скважины за пределами этой зоны характеризуются стандартными для пластов BK_1 ФЕС (рис. 5).

Анализ распределения ФЕС по площади подтвердил не только «аномальные» значения в выделенной перспективной зоне, но и в склоновой части залежи. Данные области приурочены к зонам улучшенных коллекторов для двух циклитов BK_{1-1} и BK_{1-2} . В циклите BK_{1-1} для перспективной зоны и склоновой части залежи значения пористости варьируются от 24 до 30 %, проницаемости от 10 до 52 мД, коэффициента нефтенасыщенности от 53 до 64 %. Для циклита BK_{1-2} значения пористости варьируются от 27 до 32 %, проницаемости от 30 до 86 мД, коэффициента нефтенасыщенности от 56 до 72 % (рис. 6).

Таким образом, самым надежным критерием является коэффициент нефтенасыщенности, так как он подтверждается в двух циклитах и значения в перспективной зоне значительно выше, чем за ее пределами. Для циклитов BK_{1-1} и BK_{1-2} скважины, имеющие эффективную толщину больше 1,4 м,

составили 23 % и 28 % соответственно от общего числа скважин на Ай-Торском участке. Граничное значение по эффективным толщинам в 2 м сократило радиус поиска и сконцентрировало 13 % скважин от общего фонда в условно оконтуренной зоне улучшенных коллекторов.

Итоги

Разработаны критерии выделения перспективных зон пласта-коллектора в пределах исследуемого участка. Полученные в процессе работы результаты позволяют наглядно оценить зоны развития коллекторов с улучшенными ФЕС на территории Красноленинского свода и перспективы их нефтегазоносности.

Выводы

Сформированы количественные критерии для выделения перспективных зон пласта BK_1 с улучшенными коллекторскими свойствами. Выделенные перспективные зоны характеризуются высокими эффективными толщинами, коэффициентом нефтенасыщенности и улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Самым надежным критерием деления является коэффициент нефтенасыщенности, так как он подтверждается в двух циклитах.

Предложенная модель осадконакопления — дельта с характерным преобладанием волновой энергии — подтверждается данными седиментологического анализа. Пробуренная скважина № x213 подтвердила гипотезу о том, что генезис найденного канала принадлежит к фациям подводной дельтовой равнины. Найденное геологическое тело является проградирующим дистрибутивным каналом

дельты низкого стояния. Дальнейшие перспективы бурения связаны с поиском дельтовых каналов, в которых отмечаются высокие эффективные толщины и ФЕС.

Литература

1. Хуснуллина Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского месторождения нефти (Западная Сибирь). Автореферат диссертации. Тюмень, 2014. 16 с.
2. Лебедев А.И. Фациальный и седиментологический анализ кернового материала с целью оптимизации поисков залежей УВ в пластах группы BK_1 и BK_2 Каменного месторождения: отчет о НИР. Тюмень, 2009, 2010. 98 с.
3. Барабошкин Е.Ю. Разработка седиментационной модели меловых отложений по скважинам Каменного лицензионного участка (Красноленинское месторождение). М.: АО «ЛУКОЙЛ», 2010.
4. Александров А.А., Белкина В.А., Казанская Д.А. Особенности геологического строения темпеститов в отложениях викуловской свиты // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2015. № 5. С. 10–15.
5. Алексеев В.П., Лебедев А.И., Прядко А.В., Федоров Ю.Н., Хуснуллина Г.Р. Фациальная корреляция пласта BK_1 (Красноленинское месторождение) в автоматизированном режиме // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. № 4 (88). С. 9–14

ENGLISH

Results

The paper develops criteria for the allocation of promising reservoir zones within the study area. The results obtained in the course of the work allow us to visually assess the halos of the development of reservoirs with improved filtration and capacitance properties on the territory of the Krasnoleninsky arch and the prospects for their oil and gas potential.

Conclusions

Quantitative criteria have been formed to identify promising zones of the BK_1 formation with improved reservoir properties. The selected promising zones are characterized by high effective thicknesses, oil

saturation coefficient and improved filtration and capacitance properties. The most reliable division criterion is the oil saturation coefficient, as it is confirmed in two cyclites.

The proposed sedimentation model is a delta with a characteristic predominance of wave energy, confirmed by sedimentological analysis data. The drilled well № x213 confirmed the hypothesis that the genesis of the found channel belongs to the facies of the underwater delta plain. The found geological body is a propagating distributive channel of the low-standing delta. Further drilling prospects are associated with the search for delta channels, in which high effective thicknesses and filtration-capacitance properties are noted.

References

1. Khusnullina G.R. Geological structure and conditions of formation of productive layers of the Vikulov formation of the Krasnoleninsky oil field (Western Siberia). Dissertation for the degree of Candidate of Geol.-mineral, sciences. Tyumen, 2014. (In Russ).
2. Lebedev A.I. Facies and sedimentological analysis of core material in order to optimize the search for hydrocarbon deposits in the layers of the BK_1 and BK_2 groups of the Kamennoye deposit: research report. Tyumen, 2009, 2010, 98 p. (In Russ).
3. Baraboshkin E.Yu. Development of a sedimentation model of Cretaceous deposits by wells of the Kamenny license area (Krasnoleninskoye field). Moscow: LUKOIL JSC, 2010. (In Russ).
4. Alexandrov A.A., Belkina V.A., Kazanskaya D.A. Features of the geological structure of tempestites in the deposits of the Vikulov formation. Oil and Gas Studies. 2015. issue. P. 10–15. (In Russ).
5. Alekseev V.P., Lebedev A.I., Pryadko A.V., Fedorov Yu.N., Khusnullina G.R. Facies correlation of the BK_1 formation (Krasnoleninskoye field) in the automated mode. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Oil and gas. 2011, issue 4, P. 9–14. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ильзит Екатерина Викторовна, ведущий специалист
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия,
аспирант, Нижневартковский государственный университет,
Нижневартковск, Россия
Для контактов: evilzit@tnnc.rosneft.ru

Ilzit Ekaterina Viktorovna, leading specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
graduate student, Nizhnevartovsk State University,
Nizhnevartovsk, Russia
Corresponding author: evilzit@tnnc.rosneft.ru