

1.6.11.
УДК 553.982
DOI:

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
10.37493/2308-4758.2023.2.1

Черненко К. И.,
Харченко В. М.,
Неркарарян А. Е.,
Еремина Н. В.

Северо-Кавказский федеральный университет,
г. Ставрополь,
Россия

ОБОСНОВАНИЕ ЗОН С ПОВЫШЕННОЙ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (на примере Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения)

Введение.

Объектом исследования является карбонатная залежь нефтекумской свиты нижнего триаса Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения (поле Зимняя-Ставка и Пушкарское поле) на территории Восточного Ставрополья. Цель исследования – повышение эффективности разработки месторождения нефти на основе анализа промыслово-геологических данных, дешифрирования космо-фотоснимков и интерпретации структур центрального типа (СЦТ).

Материалы и методы
исследований.

Использованы региональные исследования месторождений Восточного Предкавказья, данные о залежах нефти, космические снимки различных уровней генерализации. Применялись новые, нетрадиционные методы: промыслово-линеamentный подход и новый метод выбора объектов доразработки месторождений нефти, основанный на дешифрировании космо-фотоснимков и интерпретации структур центрального типа с учетом данных по местоположению зон повышенной продуктивности.

Результаты исследований
и их обсуждение.

В результате анализа и картирования скважин с наибольшими накопленными отборами нефти основных продуктивных пластов изучаемого месторождения выделены локальные очаги высокодебитных зон. Была построена схема нефтегазогеологического районирования структур центрального типа и линеamentных узлов на Зимне-Ставкинско-Правобережном месторождении, выделены перспективные объекты для уплотняющего бурения и проведения геолого-технологических мероприятий для повышения степени выработки остаточных запасов с указанием на конкретные участки для дальнейшей разработки данного месторождения.

Выводы.

На основе анализа геотектонической активности изучаемого региона установлено влияние геодинамического фактора на продуктивность скважин. Использование данных подходов позволит повысить эффективность прогнозирования карбонатных коллекторов с целью выделения перспективных и разрабатываемых объектов доразведки и доразработки для уплотняющего бурения, проведения геолого-технологических мероприятий, повысить степень выработки запасов.

Ключевые слова:

Ротационная концепция тектоногенеза, линеamentы, структуры центрального типа (СЦТ), субвертикальные зоны деструкции, зоны повышенной продуктивности

Chernenko K. I.,
Kharchenko V. M.,
Nerkaryan A. E.,
Yeriomina N. V.

North-Caucasus Federal University,
Stavropol,
Russia

Substantiation of zones with increased productivity of oil deposits in carbonate reservoirs (by the example of the Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye Field)

- Introduction.** The object of the study is the carbonate deposit of the Lower Triassic Neftkumsk Formation (Zimnyaya-Stavka field and Pushkarskoye field) in the Eastern Stavropol Territory. The purpose of the study is to increase the efficiency of oil field development based on the analysis of field and geological data, deciphering of satellite images and interpretation of structures of central type (SCT).
- Materials and methods of research.** Regional studies of the fields of the Eastern Ciscaucasia, data on oil deposits and satellite images of various levels of generalization were used. New, non-traditional methods were employed, among which a field-lineament approach and a new method for selecting objects for the additional development of oil fields, based on deciphering of satellite images and interpretation of the structures of central type, taking into account data on the location of zones of increased productivity. Results and discussion.
- Research results and their discussion.** As a result of the analysis and mapping of wells with the largest accumulated oil recovery from the main productive formations of the studied field, local centers of high-yield zones were identified. A scheme of oil and gas geological zoning of the central type structures and lineament nodes at the studied oil field was built, promising targets for infill drilling and geological and technical operations were identified to increase the degree of development of residual reserves, indicating specific areas for further development of this field.
- Conclusion.** Based on the analysis of the geotectonic activity of the studied region, the influence of the geodynamic factor on the productivity of wells was established. The use of these approaches will improve the efficiency of forecasting carbonate reservoirs in order to identify promising and developed objects of additional exploration and development for infill drilling, geological and technical operations, and increase the degree of reserves development.
- Key words:** rotational concept of tectonogenesis, lineaments, structures of central type (SCT), subvertical destruction zones, zones of increased productivity

Введение

В 50–60 годы прошлого столетия для «старых» нефтедобывающих регионов, и в 70–80 годы для «относительно молодых» регионов, подобных Западно-Сибирскому, характерным было стремительное открытие и введение в промышленную разработку уникальных и крупных месторождений нефти. Изучению отложений, в которых была возможность открытия мелких и очень мелких месторождений, в то время не уделялось достаточного внимания.

В настоящее время подход к перспективным направлениям геологоразведки углеводородов кардинально меняется. Так в Ханты-Мансийском автономном округе, где добывается более 55% российской и более 6% общемировой нефти, открываются мелкие месторождения, в других же нефтедобывающих регионах – очень мелкие. Для большинства нефтяных компаний такие месторождения инвестиционно не привлекательны.

Альтернативной является деятельность малых геологоразведочных компаний, которые выявляют и разрабатывают такие объекты. Успешным в этом направлении является Татарстан, где в результате инновационной деятельности юниорных компаний ПАО «Татнефть», добыча нефти не уменьшается на фоне падения добычи в аналогичных нефтегазодобывающих регионах. Почти 20 % добычи в Татарстане обеспечиваются за счет освоения запасов нефти в пропущенных пластах и пропластках.

Не менее острой является ситуация в Восточном Предкавказье, где большинство «старых» залежей либо полностью выработаны, либо близки к этому, многие скважины работают с обводненностью более 90%. Одновременно, в процессе доразведки некоторые пробуренные после 2012 года скважины показывают продуктивные характеристики на порядок лучшие, чем расположенные рядом ранее пробуренные. Примечательно, что одна из таких скважин (залежь Величаевская, нефтекумская свита) за семь лет эксплуатации имеет накопленную добычу более 140 тыс. т. нефти, а рядом расположенные две скважины за более чем тридцатилетний период эксплуатации суммарно имеют всего 40 тыс. т. В настоящее время одна из недавно пробуренных скважин на малоизвестном участке (Путиловская площадь), казалось бы, уже давно изученной Величаевско-Максимокумской зоны нефтегазонакопления, показывает хорошие для нефтекумского коллектора дебиты по нефти (более 30 т/сут) и относительно невысокую обводненность.

Чрезвычайно высокая степень локальности высокодебитных участков и неоднородный характер их пространственного распределения является главной морфологической особенностью залежей углеводородов на большинстве месторождений в отложениях нефтекумской свиты нижнего триаса Восточного Предкавказья. Такая особенность обусловлена природой их образования. Определение меха-

низма образования локальных очагов высокодебитных зон и изучение закономерностей их пространственного распределения представляется очень актуальным. Природа их образования предопределяет выбор новых научно-методических основ поиска, разведки и разработки залежей углеводородов в целом и весь набор методов и технологий их надежного картирования и освоения в частности.

В условиях дороговизны традиционных методов поисков, разведки и геологического обоснования эффективной системы разработки месторождений нефти и газа (в частности, высокоточной сейсморазведки) для «старых» нефтегазодобывающих территорий необходимо применение относительно малозатратных способов повышения эффективности геологоразведочных и геолого-промысловых работ.

Для эффективного решения этой сложной задачи предлагается применение известных традиционных и малоизвестных нетрадиционных теоретических основ и методов научных исследований: методика выделения по геолого-промысловым данным и направлениям линеаментов дневной поверхности зон повышенной трещиноватости и повышенной продуктивности скважин карбонатных залежей, теория Б.А. Соколова и дальнейшее ее развитие в концепции В.М. Харченко на основе дешифрирования космо-фотоснимков и интерпретации структур центрального типа.

Материалы и методы исследований

В качестве информационных источников использованы геолого-промысловые данные о залежах нефти (в том числе о продуктивности скважин), космоснимки различных уровней генерализации трехцветного (RGB) и инфракрасного (CIR) форматов со спутников Landsat-7, -8, сводная схематическая структурная карта по отражающему горизонту 4Т, предположительно отождествляемая с кровлей нефтекумских известняков и другие материалы научных и производственных организаций, а также многочисленные публикации по исследуемой проблеме.

Традиционными способами, позволяющими выделять места заложения новых добывающих скважин, являются методы, использующие данные исследований керна, данные сейсморазведки, геофизических и гидродинамических исследований скважин. Однако для трещиноватых неоднородных карбонатных коллекторов характерно

существенное различие фильтрационных свойств флюидо-проводящей матрицы и его трещинного флюидо-проводящего пространства [3, 6, 7, 9, 20]. Результирующая фильтрационных свойств таких коллекторов многофакторна и недостаточно изучена. Это обстоятельство является недостатком, ограничивающим применение вышеприведенных методов для прогноза продуктивных характеристик разреза. Принципы выделения зон повышенной продуктивности скважин в карбонатных породах по комплексу геолого-промысловых и дистанционных методов геологического картирования, включающего методику дешифрирования космо-фотоснимков и интерпретации структур центрального типа и промыслово-линеamentный подход, позволяют избежать этих недостатков. Кроме того, преимущество этих методов обусловлено оперативностью и относительной дешевизной, что особенно важно для месторождений «старых» добывающих регионов, добыча на которых падает, либо уже почти завершена.

Результаты исследований и их обсуждение

В нефтекумской свите нижнего триаса, изучаемого Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения выделяется 7 залежей нефти. Основная залежь, содержащая 63% начальных геологических запасов нефти, расположена на Пушкарском поле, две небольшие залежи – на поле Зимняя Ставка, и четыре мелких залежи – на Поварковском поле, расположенном на северо-западе Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения. Эксплуатационные скважины последних четырех залежей характеризуются низкими продуктивными характеристиками, обводнились и в данной работе не рассматриваются.

Скважины, которые мы можем назвать высокопродуктивными, находятся на двух залежах поля Зимняя Ставка (пять скважины) и на залежи Пушкарского поля (семь скважин).

Залежь 1 (находится на северо-западе Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения). Пробная эксплуатация залежи нефти начата в июле 1969 г. В эксплуатации побывали 3 скважины, наибольшая накопленная добыча нефти – 276,3 тыс. т. добыча по оставшимся двум скважинам существенно ниже (33,5 тыс. т нефти и 0,259 тыс. т.). Все три скважины расположены в восточной части этой залежи на максимальных нефтенасыщенных толщи-

нах. Центральная и западная части залежи с небольшими нефтенасыщенными толщинами, в разработку не вовлекались. В 1992 г. разработка залежи была остановлена при обводненности продукции скважины 98,6 %.

Залесь 2 (расположена в центре Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения). Пробная эксплуатация залежи нефти начата в ноябре 1972 г. Всего в эксплуатации залежи перебывало 6 скважин, в том числе 6 скважины в добыче и 1 скважин в нагнетании. Накопленная добыча нефти на одну эксплуатационную скважину составляет в среднем 58,7 тыс. т. Фактические накопленные отборы нефти на одну скважину изменяются от 0,924 тыс. т до 113,38 тыс. т. (8 zs). Особенностью разработки данной залежи нефти является размещение эксплуатационных скважин на двух противоположных участках с максимальными нефтенасыщенными толщинами.

Залесь 3 (расположена на юге Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения, Пушкинское поле). Пробная эксплуатация залежи нефти начата в декабре 1975 г. Всего в эксплуатации перебывало 39 скважин, в том числе 33 скважины в добыче и 6 скважин в нагнетании. Накопленная добыча нефти на одну эксплуатационную скважину составляет в среднем 31,1 тыс. т. Фактические накопленные отборы нефти на одну скважину изменяются от 0,952 тыс. т до 112 тыс. т.

Особенностью разработки данной залежи нефти является равномерное распределение добывающих скважин по площади и крайне неравномерные накопленные отборы нефти [17]. Скважины, расположенные на максимальных нефтенасыщенных толщинах, имеют накопленные отборы от 1 до 112 тыс. т. Всего 5 скважин отобрали 45 % всей накопленной добычи нефти, еще 8 скважин отобрали 35 % и остальные 20 скважин – оставшиеся 20 %. Все это свидетельствует о сложности геологического строения залежи, что в значительной степени осложняет ее разработку.

Структурный фактор, нефтенасыщенная толщина, высота над контактом, открытая пористость, нефтенасыщенность, удельные запасы пласта не являются определяющими факторами, влияющими на продуктивность скважин. По мнению авторов, главным фактором, влияющим на продуктивность скважин, является геодинамический фактор [11].

Анализ накопленной добычи показывает, что скважины с высокой накопленной добычей углеводородов располагаются вдоль линейных зон, не привязанных к пликативному структурному каркасу и не связанных с системой разработки. Объяснение этих зон кроется в геодинамических процессах, происходящих в земной коре: в местах пересечения разнонаправленных движений блоков фундамента возникают участки локального растяжения и сжатия, которые характеризуются разной проницаемостью: на участках (секторах) растяжения трещины более раскрыты, что влечет за собой их повышенную проницаемость и, соответственно, более высокие дебиты углеводородов. Эта закономерность прослеживается по всему разрезу в большей или меньшей степени, проявляясь в зависимости от числа скважин, участвовавших в разработке пласта. Следствием генезиса этих зон является высокая корреляция зон с повышенной накопленной добычей углеводородов по скважинам с линеаментами дневной поверхности [11].

В многочисленных источниках и публикациях установлена взаимосвязь линеаментов, структур центрального типа с месторождениями полезных ископаемых, в том числе нефти и газа [5, 8, 10, 14, 15, 16, 19].

Чаще всего геологическая природа линеаментов – это разломы, зоны трещиноватости, «слабые зоны» или линии резкого прямолинейного изменения значений признаков недр. Применительно к геологическому дешифрированию аэро- и космических снимков – это прямолинейные аномалии изображения [10]. Участки пересечения линеаментов разной ориентировки – линеаментные узлы – часто оказываются местами локализации месторождений полезных ископаемых и наибольшей проницаемости недр. В итоге получаем пространственное размещение разломов и линеаментов, а узлы их пересечения являются возможными местами скопления углеводородов.

В процессе интерпретации поля линеаментов локального уровня выделены две их основные системы: ортогональная и диагональная. В диагональной системе можно дифференцировать основное направление линеаментов – юго-восток-северо-западное, и дополнительное – юго-запад-северо-восточное. Основное направление хорошо прослеживается в виде линеаментов на дневной поверхности, что в геологическом дешифрировании означает наличие геодинамически активной обстановки и отражает присутствие раз-

ломов и зон трещиноватости. Дополнительное направление линеаментов в основном не проявляется на дневной поверхности, а фиксируется геолого-геофизическими методами [5].

Характерно, что линейные зоны повышенной продуктивности Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения совпадают с основным направлением линеаментов, а скважины с наибольшими накопленными отборами находятся в узлах пресечения ортогональных и диагональных направлений линеаментов, что подтверждает точку зрения о местонахождении в узлах пересечения разнонаправленных линеаментов зон повышенной трещиноватости и скоплений углеводородов [17].

Остается невыясненным вопрос, что определяет закономерности размещения на исследуемой территории зон локального растяжения и сжатия, и как они связаны с зонами повышенной трещиноватости и, соответственно, с зонами повышенной продуктивности. Для решения этого вопроса применялись: анализ продуктивности по величинам накопленной добычи по основным продуктивным пластам изучаемого месторождения; дешифрирование космо-фотоснимков; интерпретация структур центрального типа.

Теоретическими основами исследования являются: ротационная концепция тектогенеза, флюидодинамическая теория Б.А. Соколова [13], концепция природы структур центрального типа по В.М. Харченко [15, 16], теория «геосолитонов» Р.М. Бембеля [1, 2, 18]. В первую очередь применялась известная теория Б.А. Соколова с конкретным ее воплощением в форме «дерева» на основе интерпретаций структур центрального типа. Концепция природы структур центрального типа пока малоизвестна.

Структуры центрального типа (СЦТ), по В.М. Харченко, представляют собой современные, новейшие или древние флюидодинамические системы с характерными концентрическими и радиальными зонами трещин, разломов или даек конической формы с обязательной центральной симметрией (в форме круга в плане и конуса в объеме). Эти различные по размеру структуры от десятков метров до первых тысяч километров в диаметре, образовались как в результате импульсной разрядки тектонических напряжений, так и постоянного действия современных нормальных и максимальных касательных напряжений под углом 45 градусов по отношению к

нормальным. Отсюда следует равенство радиусов структур центрального типа и глубин до геолого-геофизических разделов. Выявленная закономерность, которая подтверждается известным в физике законом скалывающих напряжений, позволяет строить геолого-тектонические модели с возможными залежами углеводородов на основе интерпретации структур центрального типа в плане и разрезе. Если рассматривать структуры центрального типа как аналог модели очага землетрясений, то в зонах сжатия возникают благоприятные термобарические условия для генерации углеводородов, которые после своего образования мигрируют в соседние зоны растяжения, и при соответствующих условиях (наличии коллекторов и покрышек) здесь возможно формирование залежей нефти и газа. Методика дешифрирования космо-фотоснимков и интерпретации структур центрального типа изложена в работе [15].

По результатам дешифрирования космо-фотоснимков и интерпретации структур центрального типа на заключительном этапе исследования составляется и оформляется схема/карта рудо-нефтегазогеологического и сейсмического районирования и строится геолого-тектонический профиль или модель по наиболее важным направлениям через центры структур центрального типа, с обязательным выделением «корней» нефтегазообразований (модель «дерева» путей миграции флюидов по Б.А. Соколову). Составляется легенда. Выявляются закономерности расположения структур центрального типа.

В результате геологического дешифрирования на территории Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения (локальный уровень генерализации) выявлены 11 структур центрального типа радиусом 4 км, две из них являются достоверными (рис. 1). Их контуры отчетливо отражаются на дневной поверхности. Согласно закону скалывающих напряжений [4] глубина корня описываемых структур центрального типа составляет 4 км, которая сопряжена с нижней частью разреза пермо-триасового комплекса и поверхностью фундамента (залегает в пределах Величаевско-Максимокумского вала на отметках минус 4200 – минус 4800 м). В окрестность наиболее «северной» достоверной структуры центрального типа попадают большинство (8 из 12) наиболее продуктивных скважин, работающих на нефтекумские отложения, и большая часть площади

нефтекумских залежей Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения. Скважины с наиболее высокими значениями накопленной добычи (две – на Зимне-Ставкинских залежах с накопленным отбором более 270 и 110 тыс. т, и одна на Байджановской, с дебитом более 250 тыс. т) приурочены к полосе суперрезонансных зон (дешифрирование космо-фотоснимков и интерпретация структур центрального типа регионального уровня генерализации), имеющих вид связанных друг с другом линз субширотного простирания.

Авторами был проведен анализ и картирование зон повышенных значений продуктивности скважин по величинам накопленной добычи по основным продуктивным пластам Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения (рис. 2).

Можно выделить несколько участков, где наблюдаются повышенные значения накопленных отборов по нескольким продуктивным пластам (Правобережное поле, Зимне-Ставкинские залежи, восточный участок Пушкарского поля). Наиболее интересным представляется залежь в районе 8 zs, где скважины, показавшие наиболее высокую продуктивность на нефтекумские отложения, после перевода их на вышезалегающие горизонты, продолжали показывать высокую продуктивность. Это позволяет предположить, что эти скважины попали в очаг субвертикальной зоны деструкции (СЗД) или «геосолитоны» по Р.М. Бембелю. Согласно геосолитонной концепции в тех случаях, когда время осадконакопления и время активизации тектонического (геосолитонного) очага совпадают, эти же очаги формируют зоны улучшенных коллекторских свойств [1, 2]. Именно такой механизм местных очагов тектонической активности позволяет объяснить наличие участков локальных улучшений коллекторских свойств триасово-юрско-нижнемеловых отложений. Эту особенность необходимо учитывать при определении местоположения добывающих скважин и размещении объектов геолого-технологических мероприятий.

Установлено, что основные линейные зоны повышенной продуктивности сопряжены с диагональными линеаментами или тектоническими нарушениями по модели образования радиально-концентрических структур центрального типа по В.М. Харченко (2009 г.).

При современном проектировании первоначальная расстановка скважин почти всегда равномерная. Данный способ не применя-

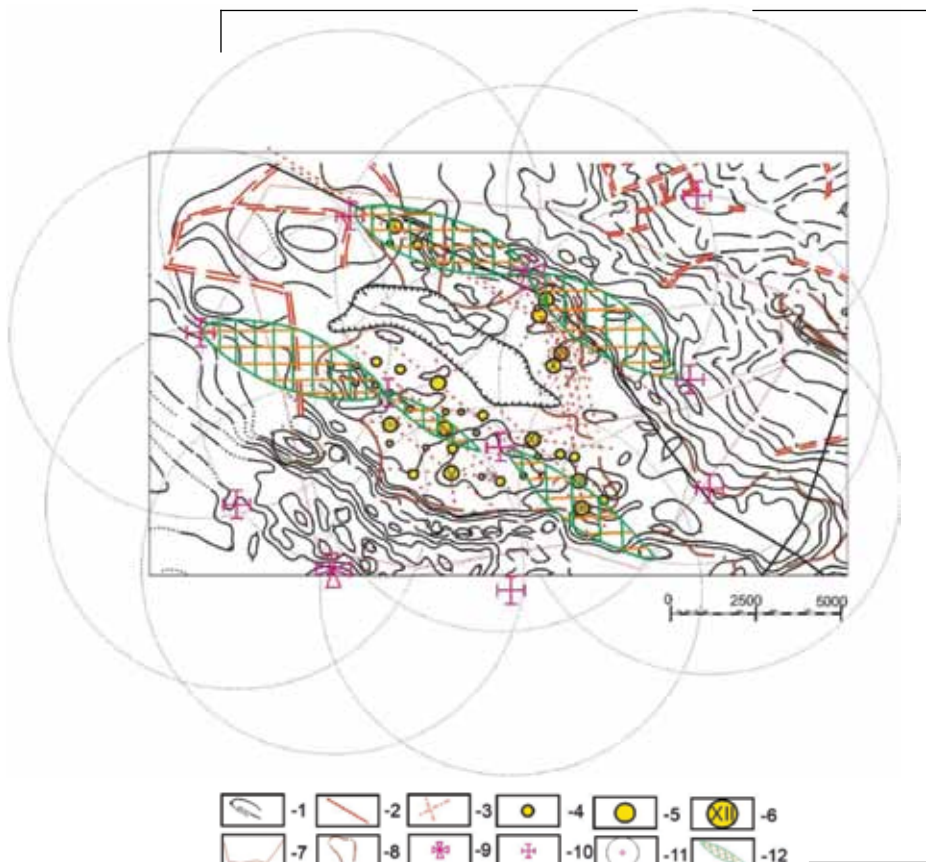


Рис. 1.

Результаты геологического дешифрирования структур центрального типа на территории Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения.

Условные обозначения: 1 – Изогипса поверхности отложений биогенного карбоната накопления нефтекумской свиты нижнего триаса, м; 2 – Линейная зона повышенной продуктивности; 3 – Подтвержденные разрывные нарушения по данным сейсморазведки; Накопленный обор: 4 – менее 20 у.е.; 5 – от 20 до 50 у.е.; 6 – более 50 у.е. Римскими цифрами отражается ранжирование величин накопленной добычи нефти по убыванию; 7 – Границы лицензионных участков; 8 – Контур залежи; 9 – Геодинамический центр достоверной структуры центрального типа; 10 – Геодинамический центр структуры центрального типа; 11 – Структура центрального типа; 12 – Суперрезонансные зоны.

Fig. 1. Some results of the geological interpretation of the structures of central type on the territory of the Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye Field.

Legends: 1 – Isogypsum of the surface of deposits of biogenic carbonate accumulation of the Neftekumsk suite of the Lower Triassic, m; 2 – Linear zone of increased productivity; 3 – Confirmed discontinuities according to seismic data; Cumulative production: 4 – less than 20 c.u.; 5 – from 20 to 50 c.u.; 6 – more than 50 c.u. Roman numerals reflect the ranking of cumulative oil production in descending order; 7 – Borders of license areas; 8 – Contour of the deposit; 9 – Geodynamic center authentically structure of central type; 10 – Geodynamic center of structure of central type; 11 – Structure of the central type; 12 – Superresonant zones.

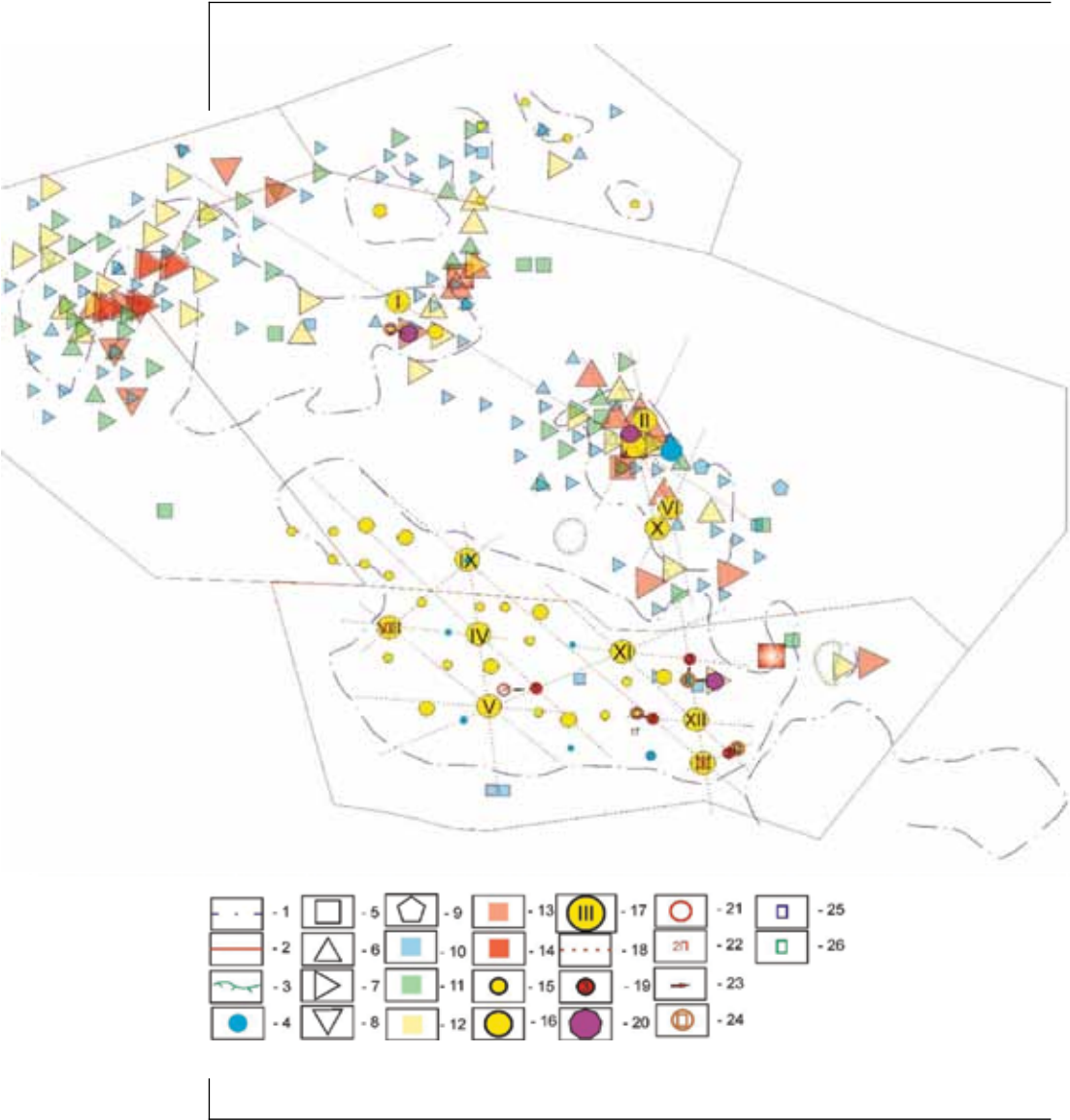


Рис. 2. Схема остаточных нефтенасыщенных толщин нефтекумской свиты нижнего триаса, совмещенная с участками повышенных значений накопленной добычи нефти основных продуктивных пластов Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения с предлагаемыми геолого-технологическими мероприятиями.

Fig. 2. Scheme of residual oil-saturated thicknesses of the Lower Triassic Neftekumsk suite, combined with areas of increased values of cumulative oil production of the main productive reservoirs of the studied oil field with the proposed geological and technical measures.

Условные обозначения:

- 1 – Водонефтяной контакт;
- 2 – Границы лицензионных участков;
- 3 – Границы замещения коллекторов;
- 4 – Нагнетательная скважина;
- 5 – Пласты: J₁VII₁, J₁VII₂, J₁VII₃, J₁VII₄, J₁VII₅, J₂V₁, J₂V_a, J₃III₂, J₃III_{a+1};
- 6 – Пласты K₁IX, K₁IX_a;
- 7 – Пласт K₁VIII₂₊₃₊₄;
- 8 – Пласт K₁VIII₁;
- 9 – Пласт K_{2lmst};

Цветом обозначены диапазоны изменения накопленных отборов для пластов пунктов 5, 6, 8, 9:

- 10 (синий) – от 50 до 75 у.е.;
- 11 (зеленый) – от 75 до 100 у.е.;
- 12 (желтый) – от 100 до 125 у.е.;
- 13 (красный) – более 125 у.е.;

Накопленный отбор для пласта пункта 7:

- 10 (синий) – от 50 до 150 у.е.;
- 11 (зеленый) – от 150 до 250 у.е.;
- 12 (желтый) – от 250 до 350 у.е.;
- 13 (красный) – более 350–450 у.е.;
- 14 (интенсивно красный) – более 450 у.е.;

Накопленный отбор для скважин нефтекумской свиты:

- 15 – менее 20 у.е.;
- 16 – от 20 до 50 у.е.;
- 17 – более 50 у.е. Римскими цифрами отражается ранжирования величин накопленной добычи нефти по убыванию;
- 18 – Линейная зона повышенной продуктивности;
- 19 – Узел зоны повышенной продуктивности;
- 20 – Предполагаемая зона субвертикальной деструкции;

Предлагаемые мероприятия геолого-технологических мероприятий:

- 21 – Пробуренные ранее скважины, которые вовлечены в геолого-технологические мероприятия;
- 22 – Проектирование бурения эксплуатационной скважины;
- 23 – Направление забуривания бокового ствола;
- 24 – Продолжение работы эксплуатационной скважины;
- 25 – Вывод скважины из консервации/бездействия;
- 26 – Перевод скважины с других пластов.

Legends: 1 – Water-oil contact; 2 – License area boundaries; 3 – Reservoir substitution limits; 4 – Injection well; 5 – Horizons: J₁VII₁, J₁VII₂, J₁VII₃, J₁VII₄, J₁VII₅, J₂V₁, J₂V_a, J₃III₂, J₃III_{a+1}; 6 – Horizons K₁IX, K₁IX_a; 7 – Horizon K₁VIII₂₊₃₊₄; 8 – Horizon K₁VIII₁; 9 – Horizon K_{2lmst}; The color indicates the ranges of changes in the cumulative production for the horizons of points 5, 6, 8, 9: 10 (blue) – from 50 to 75 c.u.; 11 (green) – from 75 to 100 c.u.; 12 (yellow) – from 100 to 125 c.u.; 13 (red) – more than 125 c.u.; Cumulative production for the layer of point 7: 10 (blue) – from 50 to 150 c.u.; 11 (green) – from 150 to 250 c.u.; 12 (yellow) – from 250 to 350 c.u.; 13 (red) – more than 350–450 c.u.; 14 (intense red) – more than 450 c.u.; Cumulative production for wells of the Neftekumsk suite: 15 – less than 20 c.u.; 16 – from 20 to 50 c.u.; 17 – more than 50 c.u. Roman numerals reflect the ranking of cumulative oil production in descending order; 18 – Linear zone of increased productivity; 19 – Nodes of linear zones of increased productivity; 20 – Proposed zone of subvertical destruction; Proposed well intervention activities: 21 – Previously drilled wells that are involved in well intervention; 22 – Designing the drilling of a production well; 23 – Sidetrack drilling direction; 24 – Continued operation of the production well; 25 – Removal of the well from reactivation/inactivity; 26 – Well transfer from other horizons.

ется в «зрелых» нефтегазодобывающих районах, где он экономически нерентабелен.

Еще одним традиционным способом заложения эксплуатационных скважин, в том числе с целью уплотняющего бурения, является использование структурной карты пласта-коллектора, когда предлагается бурить скважины в своде структуры. Данный способ может приводить к сомнительному результату, так как наиболее продуктивные участки пласта не всегда связаны со сводовой частью структуры [12].

Любые способы определения мест заложения эксплуатационных скважин должны повышать эффективность и экономичность разработки месторождений углеводородов за счет более точечного и рационального размещения, уменьшать себестоимость и улучшать экологическую обстановку.

Зоны повышенной продуктивности разработки залежи, определяемые геодинамическими особенностями карбонатного природного резервуара, следует учитывать при уплотняющем бурении эксплуатационных скважин, планировании геолого-технологических мероприятий и доразведке невыработанных остаточных извлекаемых запасов нефти.

В основу выделения эксплуатационных объектов и выбора вариантов дальнейшей их разработки Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения традиционно учитываются следующие принципы:

- сложившаяся система разработки;
- учет выделенных объектов подсчета запасов с учетом остаточных нефтенасыщенных толщин;
- возможность эксплуатации нескольких пластов при наличии зон их слияния;
- категория запасов;
- вывод скважин, находящихся в бездействии и консервации;
- максимально возможное количество переводов скважин с нижележащих объектов на вышележащие;
- расположение проектных для бурения скважин с учетом возможности их использования для оценки запасов и для отработки вышележащих объектов;

- использование закачки воды с целью поддержания пластового давления;
- перевод скважин на механизированный способ эксплуатации;
- проведение методов увеличения нефтеотдачи.

Исходя из результатов проведенных исследований рекомендуется учитывать следующий принцип – располагать проектные для бурения скважины, в том числе с забуриванием боковых стволов с учетом возможности попадания их работающих интервалов в узлы зон повышенной продуктивности и очаги субвертикальных зон деструкции.

В соответствии с этим принципом авторами предлагается провести мероприятия (рис. 2):

- пробурить проектную скважину с забуриванием бокового ствола в узел 1 зоны повышенной продуктивности;
- произвести забуривание боковых стволов из трех скважин после вывода их из бездействия/консервации в узлы зон повышенной продуктивности 2, 3, 4;
- произвести забуривание боковых стволов из двух скважин после вывода их из бездействия/консервации в очаги субвертикальных зон деструкции;
- перевести с вышезалегающего пласта скважину с последующим забуриванием бокового ствола в очаг субвертикальной зоны деструкции.

По предварительным расчетам проведенные мероприятия позволят извлечь из нефтекумских отложений дополнительно до 700 тыс. т нефти.

Выводы

1. В работе показано наличие взаимосвязи расположения месторождений углеводородов Величаевско-Максимокумского Вала Восточного Ставрополя с расположением структур центрального типа, выделенных на поверхности Земли.
2. Уточненное геологическое строение карбонатного природно-

- го резервуара и продуктивных характеристик изучаемого и вышезалегающих объектов разработки позволяет определить первоочередные участки для размещения дополнительного уплотняющего фонда скважин и проведения геолого-технологических мероприятий.
3. Предложен новый принцип выделения перспективных и разрабатываемых объектов доразведки и доработки для уплотняющего бурения, проведения геолого-технологических мероприятий, основанный на промыслово-линеamentном подходе, на дешифрировании космо-фотоснимков и интерпретации структур центрального типа.
 4. Проведенные исследования способствуют развитию научных основ геолого-информационного обеспечения промышленной разработки месторождений нефти.

Благодарности

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-35-90028.

Acknowledgements

The research was carried out with the financial support of the RFBR as part of a scientific project № 20-35-90028.

Библиографический список

1. Бембель Р.М., Бембель С.Р., Мегеря В.М. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень: Вектор Бук, 2003. 224 с.
2. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Поиски и разведка месторождений углеводородов на базе геосолитонной концепции дегазации Земли // Геология нефти и газа. 2006. № 2. С. 2–7.
3. Борисенко З.Г. Новая теория и практика пространственного размещения залежей нефти и газа в трещинных коллекторах. ПГЛУ, 2010. 168 с.
4. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. М.: Наука, 1975. 327 с.
5. Голованов М.П., Дроздов В.В. Опыт линеamentного анализа в Предкавказье // Космическая информация при поисках, разведке и эксплуатации газовых месторождений:

- результаты и перспективы использования. М.: Труды ВНИИГАЗА, 1987. С. 61–68.
6. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова, В.В. Власенко, В.В. Покровского; под ред. А.Г. Ковалева. М.: Недра, 1986. 608 с.
 7. Калачева В.Н., Кноринг Л.Д. Закономерность развития трещиноватости по структурам различного типа (в складчатых и платформенных областях) // Труды ВНИГНИ. 1965. Вып. 242. С. 113–157.
 8. Корчуганова Н.И., Корсаков А.К. Дистанционные методы геологического картирования: учебник. М.: КДУ, 2009. 288 с.
 9. Кривова Н.Р. Технологии разработки многопластовых месторождений с разрывными нарушениями: монография / Н.Р. Кривова. Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. 96 с.
 10. Милосердова Л.В. Аэрокосмические методы в нефтегазовой геологии: учебник / под ред. П.В. Флоренского. М.: Издательский дом «Недра», 2022. 502 с.
 11. Нелепов М.В. Линейные структуры в накопленной добыче нефти Величаевско-Колодезного месторождения Ставропольского края // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9 (1104). С. 96–97.
 12. Пятахин М.В., Пятахина Ю.М., Степин Ю.П. Принятие решения о бурении скважины в условиях неопределенности: традиционный и 3d-палеогеомеханический подходы // Газовая промышленность. 2018. № 10 (775). С. 42–47.
 13. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: ГЕОС, 1999. 76 с.
 14. Харитонов А.Л. Нефтегазоносность морфоструктур центрального типа на территории Восточной Сибири // Neftegaz.RU. 2019. № 4. С. 106–110
 15. Харченко В.М., Лапта Д.В., Неркарян А.Е. Комплексные дистанционные и геофизические методы поисков залежей углеводородов (территория Центрального Предкавказья) // Наука. Инновации. Технологии. 2019. № 4. С. 33–48.
 16. Харченко В.М., Фирсова Д.Л., Стасенко А.А., Михайличенко Р.В., Аль Хасрачи Али Джаббар, Евсюкова А.Н. Новый метод рудо-нефтегазогеологического и сейсмического районирования // Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли. Проблемы устойчивого развития территорий: сборник трудов III Международной научно-практической конференции / ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский

федеральный университет». Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2022. 662 с.

17. Черненко К.И., Еремина Н.В., Туманова Е.Ю. Линейные зоны повышенной продуктивности нефти в карбонатной залежи Пушкарского поля Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения // Наука. Инновации. Технологии. 2022. № 3. С. 29–46.
18. Guliyev I., Huseynov D. Fluid dynamics and seismicity of the Caspian sea // Conference: 11th International Conference on Gas in Marine Sediments. 2012. P. 108–109.
19. Miloserdova L.V., Dintsova K.I., Khafizov S.F., Iskaziev K.O., Osipov A.V. Connection of lineaments and nodes of their intersections with the oil and gas content of the Caspian syncline and its framing (Russian) // Oil Industry Journal. 2021. Vol. 6. P. 22–26.
20. Wayne N., David S. Schechter and Laird B. Thompson Naturally Fractured Reservoir Characterization. SPE. 2006. 121 p.

References

1. Bembel R.M., Bembel S.R., Megerya V.M. Geosolitons: the functional system of the Earth, the concept of exploration and development of hydrocarbon deposits. Tyumen: Vector Book, 2003. 224 p. (in Russ.).
2. Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R. Prospecting and exploration of hydrocarbon deposits based on the geosoliton concept of Earth degassing // Geology of Oil and Gas. 2006. No. 2. P. 2–7. (in Russ.).
3. Borisenko Z.G. New theory and practice of spatial distribution of oil and gas deposits in fractured reservoirs. PSLU, 2010. 168 p. (in Russ.).
4. Gzovsky, M.V. Basics of tectonophysics. M.: Science, 1975. 327 p. (in Russ.).
5. Golovanov M.P., Drozdov V.V. Experience of lineament analysis in the Ciscaucasia // Space information in the prospecting, exploration and operation of gas fields: results and prospects for use. Moscow: Proceedings of VNIIGAZ, 1987. P. 61–68. (in Russ.).
6. Golf-Racht T.D.V. Fundamentals of fractured reservoir engineering: Translated from English by N.A. Bardina, P.K. Golovanov, V.V. Vlasenko, V.V. Pokrovsky/Edited by A.G. Kovaliev. M.: Nedra, 1986. 608 p. (in Russ.).
7. Kalacheva V.N., Knorring L.D. Patterns of fracture develop-

- ment in structures of various types (in folded and platform areas). Issue 242. Proceedings of VNIGNI, 1965. P. 113–157. (in Russ.).
8. Korchuganova N.I., Korsakov A.K. Remote methods of geological mapping: textbook. M.: KDU, 2009. 288 p. (in Russ.).
 9. Krivova N.R. Technologies for the development of multilayer deposits with discontinuous faults: monograph / N.R. Krivova. Tyumen: TGNGU, 2014. 96 p. (in Russ.).
 10. Miloserdova L.V. Aerospace methods in oil and gas geology: Textbook. / Ed. P.V. Florensky. M.: Nedra Publishing House LLC, 2022. 502 p. (in Russ.).
 11. Nelepov M.V. Linear structures in the saved-up oil production of the Velichayevsko-Kolodeznoye field of the Stavropol region // Neftyanoe khozyaystvo. 2015. No. 9 (1104). P. 96–97. (in Russ.).
 12. Pyatakhin M.V., Pyatakhina Yu.M., Stepin Yu.P. The decision on well's drilling under uncertainty: traditional and 3D paleogeomechanical approaches // Gas industry. 2018. No. 10 (775). P. 42–47. (in Russ.).
 13. Sokolov B.A., Ablya E.A. Fluidodynamic model of oil and gas formation. M.: GEOS, 1999. 76 p. (in Russ.).
 14. Kharitonov A.L. Oil and gas potential of central type morphostructures in Eastern Siberia // Neftegaz.RU. 2019. No. 4. P. 106–110. (in Russ.).
 15. Kharchenko V.M., Lapta D.V., Nerkararyan A.E. Integrated remote sensing and geophysical methods for prospecting for hydrocarbon deposits (territory of the Central Ciscaucasia) // Science. Innovations. Technologies. 2019. No. 4. P. 33–48. (in Russ.).
 16. Kharchenko V.M., Firsova D.L., Stasenko A.A., Mikhailichenko R.V., Al Khasrachi Ali Jabbar, Evsyukova A.N. A new method of ore-gas-geological and seismic zoning // Innovative technologies in the oil and gas industry. Problems of Sustainable Development of Territories: Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference / North Caucasus Federal University. Stavropol: Publishing House of the North Caucasus Federal University, 2022. 662 p. (in Russ.).
 17. Chernenko K.I., Yeremina N.V., Tumanova Ye.Yu. Linear zones of increased oil productivity in the carbonate reservoir of the Pushkarskoe area of Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye field // Nauka. Innovations. Technologies. 2022. No. 3. P. 29–46. (in Russ.).
 18. Guliyev I., Huseynov D. Fluid dynamics and seismicity of the

Caspian sea // Conference: 11th International Conference on Gas in Marine Sediments. 2012. P. 108–109.

19. Miloserdova L.V., Dintsova K.I., Khafizov S.F., Iskaziev K.O., Osipov A.V. Connection of lineaments and nodes of their intersections with the oil and gas content of the Caspian syncline and its framing (Russian) // Oil Industry Journal. 2021. Vol. 6. P. 22–26.
20. Wayne N., David S. Schechter and Laird B. Thompson Naturally Fractured Reservoir Characterization. SPE. 2006. 121 p.

Поступила в редакцию 28.01.2023, принята к публикации 28.04.2023.

Информация об авторах

- Черненко** Катерина Игоревна — старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа Института наук о Земле СКФУ.
E-mail: kchernenko@ncfu.ru kabiso@rambler.ru.
- Харченко** Владимир Михайлович — доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Института наук о Земле СКФУ. E-mail: vkharchenko@ncfu.ru.
- Неркарян** Алина Евгеньевна — аспирант кафедры геологии нефти и газа Института Наук о Земле СКФУ.
E-mail: adomareva@ncfu.ru.
- Еремина** Наталья Владимировна — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа Института наук о Земле ФГАОУ ВО СКФУ.
E-mail: nveremina@ncfu.ru yeriominasai@mail.ru.

Information about the authors

- Katerina I. Chernenko** — Lecturer of Chair of Oil and Gas Geology, Institute of Earth Sciences, North-Caucasus Federal University.
E-mail: kchernenko@ncfu.ru kabiso@rambler.ru.
- Vladimir M. Kharchenko** — Doctor of Geologic-Mineralogical Sciences, Professor of Chair of Oil and Gas Geology, Institute of Earth Sciences, North-Caucasus Federal University.
E-mail: vkharchenko@ncfu.ru.
- Alina E. Nerkararyan** — Postgraduate Student of Chair of Oil and Gas Geology, Institute of Earth Sciences, North-Caucasus Federal University. E-mail: adomareva@ncfu.ru.
- Natalia V. Yeriomina** — Candidate of Geologic-Mineralogical Sciences, Associate Professor of Chair of Oil and Gas Geology, Institute of Earth Sciences, North-Caucasus Federal University.
E-mail: nveremina@ncfu.ru yeriominasai@mail.ru.