

of upper Paleozoic carbonate reservoirs of the Central-Astrakhan elevations]. *Printsipy i metody izucheniya neftegazovykh mestorozhdeniy : sbornik statey* [Principles and methods of studying oil and gas fields. Proceedings], 2015, issue 73, pp. 20–27.

7. Pronin A. P., Shestoperova L. V. Paleozoyskie otlozheniya prigranichnoy zony severnogo i srednego Kaspiya [Paleozoic deposits of border zone of the Northern and middle Caspian]. *Prognoz i razrabotka neftegazoperspektivnykh mestorozhdeniy NK «LUKOIL» : tezisy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii* [Forecast and development of oil and gas fields of LUKOIL. Theses of the International Scientific and Technical Conference], Volgograd, 2014, pp. 45.

8. Rukhin L. B. *Osnovy litologii* [Fundamentals of lithology], Leningrad, Nedra Publ., Leningrad branch, 1969, pp. 704.

9. Fedorova N. F., et al. Rifovye formatsii Astrakhanskogo svoda – prognost i realnost [The reef formations of the Astrakhan arch – forecast and reality]. *Razvedka i osvoenie neftyanykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy : sbornik nauchnykh trudov instituta «AstrakhanNIPigaz»* [Exploration and Development of Oil and Gas Condensate Fields. Proceedings of the Institute “Astrakhan Gas Research and Design Institute”], Astrakhan, 2003, pp. 17–18.

10. Fedorova N. F. *Formatsii i neftegazonosnost osadochnogo chekhla yugo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny : obzornaya informatsiya. Seriya Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Formation and petroleum potential of the sedimentary cover of the southwestern part of the Caspian basin. Reviewing information. Series Development and exploitation of gas and gas condensate fields], Moscow, ООО “IRTS Gazprom” Publ., 2005, pp. 4–52.

11. Fedorova N. F., Grigorov V. A. *Tsiklichnost osadkonakopleniya i neftegazonosnost otlozheniy osadochnogo chekhla Astrakhanskogo svoda : obzornaya informatsiya. Seriya Geologiya i razvedka gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Cyclicality of sedimentation and petroleum potential of sedimentary cover deposits of the Astrakhan arch. Reviewing information. Series Geology and exploration of gas and gas condensate fields], Moscow, ООО “IRTS Gazprom” Publ., 2004. 64 p.

12. Fedorova N. F., Bystrova I. V. *Formatsii osadochnogo chekhla Prikaspiyskoy vpadiny* [Formation of the sedimentary cover of the Caspian basin], Saarbrücken, LAP LAMBERT Academic Publ., 2012. 195 p.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ЛОКАЛЬНОГО ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА СТАДИИ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПОДГОТОВКИ ОБЪЕКТОВ ПОИСКОВОГО БУРЕНИЯ

Григорьев Михаил Александрович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: geosarmat@mail.ru

Григорьев Алексей Михайлович, аспирант, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: gemma-geolog@mail.ru

Денекин Иван Александрович, студент, Кубанский государственный университет, 350040, Российская Федерация, г. Краснодар, ул. Ставропольская, 149, e-mail: denekin.i@yandex.ru

В работе проанализировано современное состояние изученности условий формирования залежей нефти и газа в миоценовом комплексе Западно-Кубанского прогиба. Сделан вывод о неактуальности теоретических представлений формирования залежей углеводородов с последними исследованиями в этой области. На основании приведенной информации высказывается предположение, что формирование конкретного единичного скопления углеводородов должно быть генетически связано с наличием индивидуального подводящего канала. Он отсутствует в других пластах той же ловушки. В качестве таких каналов могут выступать литрические разломы, по которым при разрядке тангенциальных напряжений происходит инъекция углеводородов. С целью повышения достоверности локального прогноза нефтегазоносности предлагается применять комплексирование результатов дистанционных, гидрогеологических,

сейсмических и геохимических исследований. Сделан вывод о высоком поисковом потенциале миоценового комплекса Западно-Кубанского прогиба с указанием наиболее перспективных участков.

Ключевые слова: залежь, миграция, перепад давлений, геостатическое давление, коллекторские свойства, тектонические напряжения, линеamentная сетка, геохимическая съемка, гравиразведка

WAYS OF INCREASE IN THE LOCAL FORECAST OF OIL AND GAS RELIABILITY AT THE STAGE OF IDENTIFICATION AND PREPARATION OF EXPLORATION DRILLING OBJECTS

Grigorev Mikhail A., C.Sc. in Geology and Mineralogy, Associate Professor, Kuban State University, 149 Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation, e-mail: geosarmat@mail.ru

Grigorev Aleksey M., post-graduate student, Kuban State University, 149 Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation, e-mail: gemma-geolog@mail.ru

Denekin Ivan A., student, Kuban State University, 149 Stavropolskaya st., Krasnodar, 350040, Russian Federation, e-mail: denekin.i@yandex.ru

The article analyzes modern state of knowledge of the conditions of formation of oil and gas reservoirs in Miocene complex of the West Kuban trough. The conclusion about the irrelevance of theoretical representations of the formation of hydrocarbon deposits with the latest research in this area. Based on the above information, it is suggested that the formation of a specific individual accumulation must be genetically linked to the presence of an individual supply channel which is absent in other layers of the same traps. As such channels can be listric faults, which in the discharge of tangential stresses occurs injection of hydrocarbons. With the aim of increasing the reliability of the local forecast of oil and gas is proposed to use the integration of results of remote, hydrogeological, seismic and geochemical studies. The conclusion about high search potential of the Miocene complex West Kuban trough, indicating the most promising areas.

Keywords: deposit, migration, pressure difference, lithostatic pressure, reservoir features, tectonic stresses, lineament grid, geochemical prospecting, gravity survey

В соответствии с действующими нормативными документами [2] геологоразведочный процесс представляет собой взаимосвязанную последовательность вытекающих друг из друга видов работ по изучению недр, выявлению и локализации скоплений углеводородов (УВ). Это предполагает постоянную информационную взаимосвязь между субъектами теоретического и практического обеспечения геологоразведочных работ с целью обоюдной оперативной корректировки получаемых результатов и выводов. Однако с начала 90-х гг. прошлого века, по причинам экономического характера, возник и продолжает увеличиваться разрыв между практическим проведением геологоразведочных работ и теоретическим осмыслением получаемых результатов. Можно констатировать, что теоретическое обоснование перспектив нефтегазоносности территорий, зон и тем более локальных объектов продолжает основываться на представлениях 60–70-х гг. XX в. [11], то есть на антиклинальной теории. К настоящему времени фонд крупных антиклинальных структур практически исчерпан, а выявляемые залежи в основном приурочены к сложнопостроенным комбинированным ловушкам. Характер их насыщения далеко не всегда может быть объяснен с позиций традиционных представлений о генерации,

миграции и аккумуляции УВ. В частности, не находят объяснения факты дифференцированной продуктивности отдельных пачек при водонасыщенности остальных в чокракских отложениях северного борта Западно-Кубанского прогиба (ЗКП). Неясно, почему там же в одном глубинном и термобарическом интервале (глубины 2800–3200 м, температуры 115–130 °С) выявлены как нефтяные, так и газоконденсатные залежи [9, 10, 12]. Очевидно, что и избирательная продуктивность и различное фазовое состояние залежей, находящихся в близких геологических условиях, должны характеризоваться дополнительным признаком. Он отсутствует в «пустых» объектах. На наш взгляд, таким признаком (индивидуальным подводящим каналом) могут являться листрические разломы. Их образование связано с импульсной разрядкой тангенциальных геотектонических напряжений [6, 13], возникающих в результате роста Кавказского орогена. Конфигурация таких разрывных нарушений имеет как субвертикальный, так и горизонтальный (параллельный плоскостям напластования) участки. Заметим, что из всего спектра исследований, которые могут проводиться на стадии выявления и подготовки объектов [2], с начала 90-х гг. выполняется, как правило, только сейсморазведка, разрешающие возможности которой имеют естественные ограничения. Так, выявление внутри- и межформационных субгоризонтальных границ, по которым происходит смещение пород на участке листрического разлома, является весьма сложной задачей. В связи с тем, что породное вещество по обе стороны от границы однородно и, следовательно, «прозрачно» для сейсморазведки. Следует согласиться с мнением Р.Е. Шериффа, считающего, что «...это скорее искусство – выделение на разрезах характерных комбинаций отражений и их интерпретация с помощью изрядной доли воображения» [14]. Поэтому выявление и трассирование подобных разрывных нарушений только по данным сейсморазведки не обладают достаточной степенью достоверности. Вместе с тем в условиях устойчивого прогибания, что характерно для миоценового комплекса ЗКП, проявления стрессовой тектоники, сопровождаемые хрупкими и пластическими деформациями осадочного чехла, должны в той или иной степени находить отражение в поверхностном рельефе как элемент унаследованного развития территории. Степень выраженности в современном рельефе является производной от возраста скачкообразного сброса геонапряжений и их силы. Объекты, пассивные на нео- и современном тектоническом этапе, захораниваются под тощей вышележащих осадков и в рельефе не проявляются. При этом следует иметь в виду, что поверхностный рельеф большей части ЗКП является зоной активной сельскохозяйственной деятельности, вследствие чего на протяжении длительного времени подвергается интенсивным антропогенным изменениям. В силу этого видеть в современных топографических особенностях территории ретушированное сглаженное отражение структурных поверхностей нижележащих комплексов нет оснований. Речь может идти, прежде всего, о зонах тектонической трещиноватости, находящихся отражение в современной гидросети и контрастных отличиях оптических характеристик в различных спектрах. Эти зоны могут трассировать как границы отдельных глубинных блоков, так и более молодые дизъюнктивные дислокации, обусловленные проявлениями тангенциального стресса.

Анализ гидрогеологической обстановки нефтегазоперспективных комплексов [5, 8] показывает, что в миоценовом комплексе ЗКП существует четкая вертикальная и отсутствует латеральная гидрохимическая зональность.

Так, в понтическом и меотическом водоносных комплексах, вне зависимости от близости к гипотетической области питания, развиты пластовые воды хлориднокальциевого (по В.А. Сулину) типа с минерализацией 50–70 г/л. Далее вниз по разрезу в чокраке происходит опреснение вод до 15–20 г/л, а тип вод сменяется на гидрокарбонатнонатриевый. Характерно, что минерализация, тип вод и другие характеристики практически идентичны для продуктивных и водонасыщенных объектов. Из этого следует, что генетическое единство таких гидрохимических характеристик, как тип пластовых вод, близость значений минерализации, свидетельствует, прежде всего, об общей истории геологического развития, условий осадконакопления, степени гидрогеологической закрытости изучаемых осадочно-породных комплексов. Кроме того, отсутствие гидрохимических отличий в нефте- и водонасыщенных объектах указывает на то, что образование УВ скоплений происходило в уже сформированных водоносных комплексах, имеющих современный гидрогеологический облик. Таким образом, есть основания полагать, что водонасыщенные осадочно-породные комплексы являются геологической средой, в которую в последующем, под воздействием факторов тектоно-динамического характера, происходит инъекционное внедрение УВ.

Рассмотрение особенностей распределения флюидодинамических полей в плане и по разрезу миоценовых отложений ЗКП показывает, что выделить один или несколько геологических факторов (область питания, геостатическая нагрузка, обусловленность процессами восходящей вертикальной миграции и др.), оказывающих доминирующее влияние на формирование величин пластовых давлений на региональном и локальном уровнях и тем более оценить их количественный вклад не представляется возможным [6, 8]. В свою очередь, это позволило предположить, что флюидодинамическая обстановка в какой-то степени является опосредованным отражением новейших геотектонических напряжений [6, 8], а также косвенным признаком блокового строения и гидродинамической разобщенности природных резервуаров [3–5].

Изучение газогидрохимической обстановки миоценовых водоносных комплексов показало, что пластовые воды изучаемой части разреза в ЗКП характеризуются предельной степенью газонасыщенности при преимущественно (более 90 %) метановом составе газа [5]. Это в равной степени относится и к продуктивным и водонасыщенным объектам. Данное явление может быть следствием высокой степени сохранности газов, образовавшихся на стадии интенсивного биохимического окисления органического вещества (ОВ). Данная стадия обусловлена широким развитием глинистых толщ и изначальной закрытостью водоносных комплексов. В этом случае предельная газонасыщенность «сухим» газом пластовых вод является повсеместной и не представляет интереса в качестве поискового показателя. Вместе с тем отбор глубинных проб производился в скважинах, которые закладывались с целью опосредованного поиска нефтегазоперспективных объектов, то есть в зонах с повышенными коллекторскими свойствами, благоприятными для ближней миграции и аккумуляции растворенных газов. Учитывая высокую миграционную способность газов, нельзя исключать, что максимальная газонасыщенность приурочена именно к зонам ловушек и может существенно отличаться в большую сторону от фоновых участков [5].

Краткий обзор поисковых возможностей флюидодинамических, сейсмических, гидрохимических и газогидрохимических исследований показывает,

что элемент многовариантности выводов и субъективности, в той или иной степени, присущ каждому из них. Поэтому ни один из перечисленных видов исследований не может в отдельности претендовать на универсальность и самодостаточность, во всяком случае, для изучаемого региона. Однако совместное их использование, то есть комплексирование, позволяет в сумме минимизировать элементы субъективности, характерные для каждого в отдельности.

Если в качестве отправной точки принять положение, что формирование УВ скоплений является следствием импульсной разрядки тангенциальных напряжений [6, 8, 13], то эти процессы должны находить отражение в поверхностном рельефе в виде линеаментной сетки, трассирующей проекции зон развития тектонической трещиноватости и узлов их пересечений. Задача выявления таких зон достаточно эффективно решается дешифрированием аэро- и космических снимков, а также гравиметрическими исследованиями. Возможности последних позволяют выделить, прежде всего, глубинные разломы и глубокопогруженные блоки, выраженные аномалиями (минимумами и максимумами) гравитационного поля. Линеаментам, выделяемым по данным дистанционных исследований, по-видимому, соответствуют дизъюнктивные дислокации неотектонической и современной генерации, о чем свидетельствует их выраженность в рельефе.

К числу достоинств дистанционных исследований относится широкий площадной охват территории, что позволяет проанализировать характер линеаментной сети по всему ЗКП и прилегающим геоструктурным элементам. Следует отметить, что степень достоверности выявления зон тектонической трещиноватости значительно возрастает при сопоставлении данных нескольких видов независимых исследований. Впервые для региона такое сопоставление проведено в работе [5]. В качестве основы привлекались данные дешифрирования аэрофотоснимков в сочетании с маршрутной геологической съемкой [15], схема дешифрирования космических снимков Восточного Приазовья [1], а также результаты гравиметрических исследований на территории Индоло-Кубанского прогиба (М.М. Семендуев, 1987). Сопоставление результатов этих исследований показало высокую степень сходимости в выделении линеаментных зон. Помимо этого, для выделения наиболее перспективных, с точки зрения выявления УВ скоплений, участков миоценового комплекса ЗКП привлекался комплекс гидродинамических (перепад напоров на коротком расстоянии как показатель блокового строения), гидрохимических (наличие опресненных зон и хлормагниевого типа вод как показатель наличия современных перетоков) и газогидрохимических показателей. В результате выявлена четкая приуроченность миоценовых залежей нефти и газа к узлам линеаментных пересечений (рис., цифры 1–15). За 20 лет, прошедших с выхода работы [6], в миоценовом комплексе северного борта ЗКП выявлено более 20 новых месторождений. Вынесение контуров этих месторождений на ранее составленную основу полностью подтвердило закономерность их приуроченности к линеаментным зонам (рис., цифры 19–36). Это позволяет рассматривать привлечение результатов дистанционных исследований при планировании ГРП на стадии, предшествующей бурению, как один из важных инструментов повышения достоверности локального прогноза в комплексе с данными сейсморазведки.

Весьма перспективным представляется также комплексирование сейсморазведки с приповерхностной геохимической съемкой.

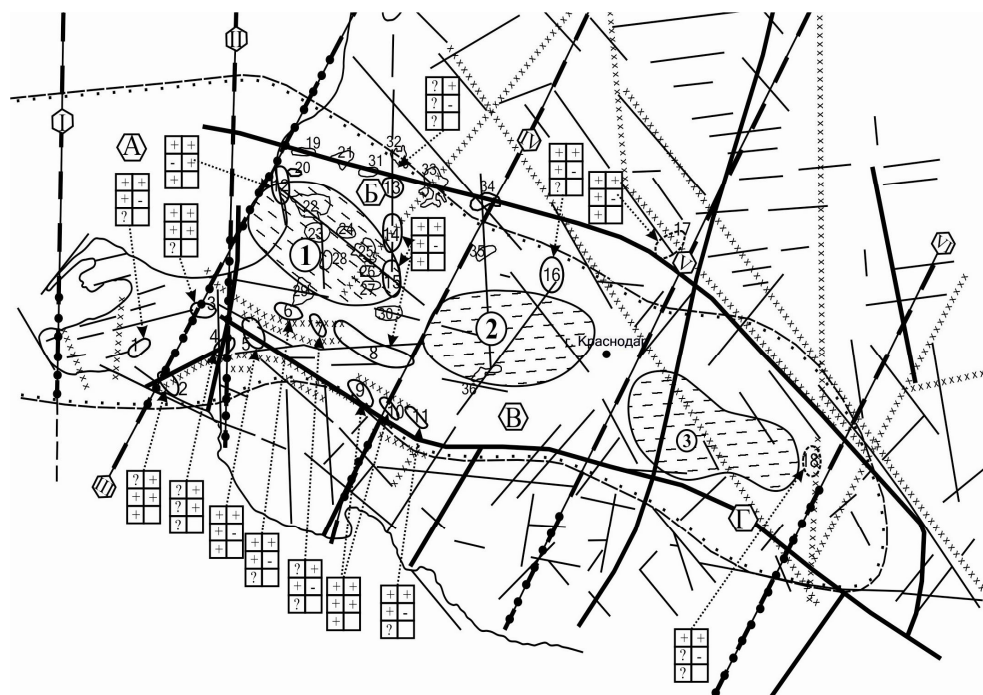


Рис. 1. Схематическая карта изученности миоценовых отложений ЗКП комплексом гидрогеологических, неотектонических, дистанционных и гравиметрических исследований:

Данные гравиметрических исследований
(М.М. Семендуев, 1987г.)

- гравитационные границы ЗКП
- минимумы силы тяжести
- обобщение структуры отдельных элементов гравитационного поля
- отрезки поперечных линейментов (глубинных разломов) Азово-Кубанской области, выделяемые по гравиметрическим данным
- отрезки поперечных линейментов (глубинных разломов), выделяемые по геолого-геоморфологическим данным
- отдельные блоки Индоло-Кубанского прогиба: А - Азово-Таманский, Б - Славянско-Ачуевский, В - Крымско-Афипский, Г - Краснодарско-Белореченский
- поперечные линейменты (глубинные разломы), выделяемые по гравиметрическим и геолого-геоморфологическим данным, меридиональные линейменты: I - Западно-Таманский, II - Анапский. Северо-Восточные линейменты: III - Восточно-Азовский, IV - Новороссийский, V - Афипский, VI - Туапсинский
- отдельные элементы гравитационного поля II порядка. Минимумы силы тяжести: 1 - Темрюкский, 2 - Славянский, 3 - Краснодарский

Данные дистанционных исследований
(В.Г. Пазинич, Г.В. Романенко, 1987)

- линейменты, предположительно сопоставляемые с тектонической трещиноватостью
- глубинные региональные разломы, выделяемые по геолого-геофизическим данным
- разрывные нарушения, выделяемые по данным неотектонических исследований (Л.И. Турбин, Н.В. Александрова, 1979)

- месторождения нефти и газа:
- 1 - Капустина Балка, 2 - Благовещенское, 3 - Северо-Нефтяное, 4 - Белый Хутор, 5 - Джигинское, 6 - Курчанское, 7 - Западно-Анастасиевское, 8 - Анастасиевско-Троицкое, 9 - Кудачо-Киевское, 10 - Северо-Крымское, 11 - Абино-Украинское, 12 - Прибрежное, 13 - Гривенское, 14 - Фрунзенское, 15 - Славянское, 16 - Южно-Андреевская пл., 17 - Новотитаровская пл., 18 - Новогурийская площадь, 19 - Черноерковское, 20 - Северо-Прибрежное, 21 - Сладковское, 22 - Восточно-Прибрежное, 23 - Песчаная пл., 24 - Западно-Мечетское, 25 - Мечетское, 26 - Морозовское, 27 - Южно-Морозовское, 28 - Терноватое, 29 - Западно-Красноармейское, 30 - Красноармейское, 31 - Варавенское, 32 - Северо-Гривенское, 33 - Гривенское, 34 - Северо-Чебургольское, 35 - Лебединое, 36 - Элитное

Комплекс показателей на месторождениях нефти и газа

- | | |
|---|---|
| 1 | 4 |
| 2 | 5 |
| 3 | |
- 1 - гидродинамические
 - 2 - гидрохимические
 - 3 - газогидрохимические
 - 4 - дистанционные
 - 5 - гравиметрические
- площади с установленными коллекторами без обнаружения VR или с естественным притоком

Геохимическая съемка должна проводиться по регулярной сети с пространственно координированными точками отбора газовой смеси до и после проведения сейсморазведочных работ. Увеличение концентраций метана и радона при повторной съемке должно трассировать проекции зон проводящих разрывных нарушений, а, возможно, предварительно (до бурения) локализовать положение УВ залежи.

Предложенный механизм формирования залежей позволяет также с новых позиций рассмотреть те зоны ЗКП, перспективы нефтегазоносности которых ранее рассматривались как проблематичные. Так, на наш взгляд, заслуживает внимания миоценовый комплекс ЗКП, располагающийся восточнее меридиана г. Краснодара (рис.), отложения которого вскрыты единичными скважинами. Анализ распределения общих толщин песчаников чокракского, караганского и сарматского комплексов, проведенный в работе [7], показывает, что их распространение по площади юго-восточной части ЗКП повсеместно и имеет относительно равномерный плащеобразный характер. Согласно имеющимся данным, эти отложения обладают высокими коллекторскими свойствами, что подтверждается получением притоков пластовых вод до 265 м³/сутки. Воды относятся к гидрокарбонатнонатриевому типу с минерализацией 400–800 мг-экв/л, что говорит о гидрогеологической закрытости данной зоны и пластовыми давлениями, близкими к гидростатическим. Установленные коллектора, а также наличие развитой линейной сети (рис.) позволяют прогнозировать здесь развитие тектонически экранированных ловушек, располагающихся на доступных (до 2500 м) глубинах и характеризующихся относительно простыми геологическими условиями проводки скважин.

Таким образом, вышеизложенное позволяет сделать вывод, что, несмотря на более чем 160-летнюю историю нефтегазодобычи, поисковый потенциал миоценового комплекса ЗКП продолжает оставаться весьма высоким. Основными направлениями восполнения углеводородной минерально-сырьевой базы и повышения эффективности геологоразведочных работ может явиться комплексирование различных видов независимых исследований. Это приведет к созданию методики достоверного локального прогноза нефтегазоносности на стадии, предшествующей бурению.

Статья подготовлена при поддержке гранта РФФИ и Администрации Краснодарского края (№16-45-230109 p_a), а также гранта РФФИ 17-05-00276.

Список литературы

1. Воскресенский И. А. Комплексные геологические, геофизические и геохимические исследования керна и околоскважинного пространства при бурении скважин – спутников Кубанской сверхглубокой скважины СГ-12000 / И. А. Воскресенский, В. Л. Сапунова, К. М. Аракелян и другие. – Краснодар : Фонды Всесоюзного научно-исследовательского и проектного института по термическим методам добычи нефти, 1984. – 68 с.
2. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ : приказ МПР РФ № 126 от 07.02.2001 г. // КонсультантПлюс. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=98192#0>, свободный. – Заглавие с экрана. – Яз. рус.
3. Григорьев А. М. Антропогенное изменение флюидодинамических условий как основной фактор выбора конструкций эксплуатационных скважин (на примере миоценовых отложений северного борта Западно-Кубанского прогиба) / А. М. Григорьев, И. В. Ширяева // Проблемы геологии и освоения недр : труды XX Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – Томск : Томский политехнический университет, 2016. – Т. 1. – С. 300–302.

4. Григорьев М. А. Влияние техногенных динамических факторов на выбор конструкции глубоких скважин в условиях резкой гидравлической дифференцированности разреза / М. А. Григорьев, И. В. Ширяева, А. М. Григорьев // Геология, география и глобальная энергия. – 2016. – №2. – С. 7–14.
5. Григорьев М. А. Гидрогеологические показатели нефтегазоносности миоценовых отложений Западно-Кубанского прогиба / М. А. Григорьев // Геология, методы поисков, разведки и оценки месторождений топливно-энергетического сырья : обзор. – Москва : Геоинформмарк, 1996. – 34 с.
6. Григорьев М. А. Количественная оценка и геологические факторы флюидодинамической напряженности глубокопогруженных резервуаров / М. А. Григорьев, И. В. Ширяева, А. М. Григорьев // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества (ЧЭС) : научно-образовательный и прикладной журнал. – 2013. – № 4, т. 1. – С. 47–53.
7. Григорьев М. А. Перспективы нефтегазоносности миоценовых отложений зоны сочленения Адыгейского выступа и Западно-Кубанского прогиба / М. А. Григорьев, В. И. Попков // Нефть и газ юга России, Черного, Азовского и Каспийского морей – 2008 : тезисы докладов 5-й Международной конференции по проблеме нефтегазоносности Черного, Азовского и Каспийского морей. – Геленджик : Южморгеология, 2008. – С. 72–80.
8. Григорьев М. А. Природа формирования флюидодинамических полей глубокопогруженных осадочных комплексов молодых кайнозойских прогибов (на примере северного борта Западно-Кубанского прогиба) / М. А. Григорьев, А. М. Григорьев // Геология, геодинамика и геозкология Кавказа : труды Института геологии Дагестанского научного центра Российской академии наук. – Махачкала : Институт геологии Дагестанского научного центра Российской академии наук, «АЛЕФ», 2016. – Вып. 66. – С. 248–251.
9. Григорьев М. А. Флюидодинамические условия и фазовое состояние залежей УВ в чокракских отложениях западной части северного борта Западно-Кубанского прогиба / М. А. Григорьев, И. В. Ширяева // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества (ЧЭС) : научно-образовательный и прикладной журнал. – 2012. – № 4. – С. 54–62.
10. Закиров С. Н. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа / С. Н. Закиров и другие. – Москва : Грааль, 2000. – 644 с.
11. Корнев Г. П. Проблемы нефтегазоносности Краснодарского края / Г. П. Корнев. – Москва : Недра, 1973. – 320 с.
12. Островская Т. Д. Обоснование подсчетных параметров по нефти и конденсату Прибрежного газоконденсатного месторождения / Т. Д. Островская и другие. – Москва : ГЕОС, 2000. – 83 с.
13. Попков В. И. Постседиментационный характер развития внутриплитных дислокаций как отражение импульсивности деформационных процессов / В. И. Попков // Геодинамика и тектонофизика. – 2013. – № 4. – С. 327–339.
14. Сейсмическая стратиграфия : в 2 т. / Р. Е. Шерифф, А. П. Грегори, П. Р. Вейл, Р. М. Митчем мл. и другие. – Москва : Мир, 1982. – Т. 1. – С. 11–35.
15. Суханов В. Ф. Отчет по региональной оценке эксплуатационных запасов подземных вод Азово-Кубанского артезианского бассейна с применением математического моделирования / В. Ф. Суханов, И. И. Крашин, Л. И. Турбин и другие. – Краснодар : Фонды КГРЭ, 1980. – 401 с.

References

1. Voskresenskiy I. A., Sapunova V. L., Arakelyan K. M., et al. Kompleksnye geologicheskie, geofizicheskie i geokhimicheskie issledovaniya kerna i okoloskvazhinogo prostranstva pri burenii skvazhin – sputnikov Kubanskoy sverkhglubokoy skvazhiny SG-12000 [Integrated geological, geophysical and geochemical investigations of core and borehole environment while drilling – satellites of the Kuban superdeep well SG-12000], Krasnodar, Funds of the All-Union Research and Design Institute for Thermal Methods of Oil Production Publ. House, 1984. 68 p.
2. Provisional regulations on the stages and phases of exploration for oil and gas. MNR of the Russian Federation order no. 126 of 07.02.2001. *KonsultantPlyus* [ConsultantPlus]. Available at: <http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc;base=LAW;n=98192#0>.
3. Grigorev A. M., Shiryayeva I. V. Antropogennoe izmenenie flyuidodinamicheskikh usloviy kak osnovnoy faktor vybora konstruktsey ekspluatatsionnykh skvazhin (na primere miotsenovykh otlozheniy severnogo borta Zapadno-Kubanskogo progiba) [Anthropogenic change in fluid-dynamic conditions as a major factor in the choice of designs of production wells (for example, the Miocene deposits of the North flank of the West Kuban trough)]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr : trudy XX Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodykh uchennykh, posvyashchennogo 120-letiyu so dnya osnovaniya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*

[Problems of Geology and Exploitation of Mineral Resources. Proceedings of the XX International Symposium Academician M.A. Usova Students and Young Scientists, dedicated to the 120th anniversary of the Founding of Tomsk Polytechnic University], Tomsk, Tomsk Polytechnic University Publ. House, 2016, vol. 1, pp. 300–302.

4. Grigorev M. A., Shiryayeva I. V., Grigorev A. M. Vliyaniye tekhnogennykh dinamicheskikh faktorov na vybor konstruktivnykh glubokikh skvazhin v usloviyakh rezkoy gidravlicheskoy differentsirovannosti razreza [Impact of dynamic factors on the selection of the design of deep wells in harsh conditions hydraulic differentiation of the incision]. *Geologiya, geografiya i globalnaya energiya* [Geology, Geography and Global Energy], 2016, no. 2, pp. 7–14.

5. Grigorev M. A. Gidrogeologicheskie pokazateli neftegazonosnosti miotsenovykh otlozheniy Zapadno-Kubanskogo progiba [Hydrogeological indicators of petroleum potential of the Miocene deposits of the West Kuban trough]. *Geologiya, metody poiskov, razvedki i otsenki mestorozhdeniy toplivno-energeticheskogo syr'ya* [Geology, Methods of Prospecting, Exploration and Evaluation of Deposits of Fuel-energy Resources], Moscow, Geoinformmark Publ., 1996. 34 p.

6. Grigorev M. A., Shiryayeva I. V., Grigorev A. M. Kolichestvennaya otsenka i geologicheskie faktory flyuidodinamicheskoy napryazhennosti glubokopogruzhennykh rezervuarov [Quantitative assessment of geological and fluid dynamic factors of tension deep reservoirs]. *Ekologicheskiy vestnik nauchnykh tsentrov Chernomorskogo ekonomicheskogo sotrudnichestva (ChES)* [Ecological Bulletin of scientific centers of the black sea economic cooperation (BSEC)], 2013, no. 4, vol. 1, pp. 47–53.

7. Grigorev M. A., Popkov V. I. Perspektivy neftegazonosnosti miotsenovykh otlozheniy zony sochleneniya Adygeyskogo vystupa i Zapadno-Kubanskogo progiba [Oil and gas potential perspectives of the Miocene deposits of the zone of articulation of the Adyghe ledge and West Kuban trough]. *Neft i gaz yuga Rossii, Chernogo, Azovskogo i Kaspiyskogo morey – 2008 : tezisy dokladov 5-y Mezhdunarodnoy konferentsii po probleme neftegazonosnosti Chernogo, Azovskogo i Kaspiyskogo morey* [Oil and Gas of the South of Russia, Azov, Black and Caspian seas – 2008. Proceedings of the 5th International Conference on the Petroleum Potential of the Black, Azov and Caspian Seas], Gelendzhik, Yuzhmorgeologiya Publ., 2008, pp. 72–80.

8. Grigorev M. A., Grigorev A. M. Priroda formirovaniya flyuidodinamicheskikh poley glubokopogruzhennykh osadochnykh kompleksov molodykh kaynozoyevskikh progibov (na primere severnogo borta Zapadno-Kubanskogo progiba) [The nature of the formation of fluid-dynamic fields deep sedimentary complexes of young Cenozoic basins (based on the North flank of the West Kuban trough)]. *Geologiya, geodinamika i geoekologiya Kavkaza : trudy Instituta geologii Dagestanskogo nauchnogo tsentra Rossiyskoy akademii nauk* [Geology, Geodynamics and Geocology of the Caucasus. Proceedings of Institute of Geology of the Dagestan Scientific Center of Russian Academy Sciences], Makhachkala, Institute of Geology of the Dagestan Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, “ALEF” Publ. House, 2016, issue 66, pp. 248–251.

9. Grigorev M. A., Shiryayeva I. V. Flyuidodinamicheskie usloviya i fazovoe sostoyaniye zalezhey UV v chokraskikh otlozheniyakh zapadnoy chasti severnogo borta Zapadno-Kubanskogo progiba [Fluid-dynamic conditions and phase state of hydrocarbon accumulations in the Chokrak deposits of the Western part of the Northern flank of the West Kuban trough]. *Ekologicheskiy vestnik nauchnykh tsentrov Chernomorskogo ekonomicheskogo sotrudnichestva (ChES)* [Ecological Bulletin of Scientific Centers of the Black Sea Economic Cooperation (BSEC)], 2012, no. 4, pp. 54–62.

10. Zakirov S. N., et al. *Sovershenstvovanie tekhnologiy razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza* [Improvement of technology of development of oil and gas], Moscow, Graal Publ., 2000. 644 p.

11. Kornev G. P. *Problemy neftegazonosnosti Krasnodarskogo kraya* [Problems of petroleum potential of the Krasnodar region], Moscow, Nedra Publ., 1973. 320 p.

12. Ostrovskaya T. D., et al. *Problemy neftegazonosnosti Krasnodarskogo kraya* [The Rationale for estimation parameters for oil and condensate of Coastal gas condensate field], Moscow, GEOS Publ., 2000. 83 p.

13. Popkov V. I. Postsedimentatsionnyy kharakter razvitiya vnutripitnykh dislokatsiy kak otrazheniye impulsivnosti deformatsionnykh protsessov [The post-sedimentary character of development of intraplate dislocations as a reflection of impulsiveness of the deformation process]. *Geodinamika i tektonofizika* [Geodynamics and Tectonophysics], 2013, no. 4, pp. 327–339.

14. Sheriff R. Ye., Gregory A. P., Veyl P. R., Mitchem R. M., et al. *Seysmicheskaya stratigrafiya* [Seismic stratigraphy], Moscow, Mir Publ., 1982, vol. 1, pp. 11–35.

15. Sukhanov V. F., Krashin I. I., Turbin L. I. et al. *Otchet po regionalnoy otsenke ekspluatatsionnykh zapasov podzemnykh vod Azovo-Kubanskogo arteziyskogo basseyna s primeneniem matematicheskogo modelirovaniya* [Report on the regional evaluation of the operational stocks of underground waters of the Azov-Kuban artesian basin using mathematical modeling], Krasnodar, Funds of the TDAG Publ. House, 1980. 401 p.