ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ / ORIGINAL ARTICLE

https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-1-30-37
УДК: 556.3:553.98(07)

Check for updates

CC BY 4.0

ВЛИЯНИЕ ИНФИЛЬТРАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ НА ПРОЦЕССЫ АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.В. ГОРЕВА

ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»
3, ул. Губкина, г. Москва 119333, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Гидрогеологический анализ является необходимой составляющей комплексного прогноза нефтегазоносности недр любого региона. На раннем этапе развития нефтегазовой гидрогеологии (40—70-е годы XX века) велось активное изучение условий аккумуляции углеводородов (УВ) на глубинах порядка 1—2 км; здесь установлено широкое развитие вод метеогенного происхождения. На длительное время интерес к исследованию инфильтрационных систем нефтегазоносных бассейнов (НГБ) был утрачен несмотря на то, что колоссальные ресурсы УВ Западной Сибири, Провинции Альберта (Канада), Норвежско-Датского НГБ (Норвегия), Провинции Джунгар (Китай) сопряжены именно с инфильтрационным гидродинамическим режимом (ИГР). Возобновление исследований углеводородных систем, контролируемых ИГР, целесообразно как с общетеоретических позиций, так и для решения прикладных задач поисков залежей УВ, в том числе и неструктурного типа. В особой мере это важно для НГБ с длительной историей их эксплуатации, где фонд месторождений УВ, приуроченных к антиклинальным структурам, во многом исчерпан.

Цель — рассмотрение вопросов влияния ИГР на процессы аккумуляции УВ, формирования и сохранения их скоплений на севере Западной Сибири.

Результаты. Рассмотрены особенности инфильтрационной системы севера Западно-Сибирского гидрогеологического бассейна; обоснован вывод о его единстве в пределах континентальной и акваториальной частей. Показано, что особенностью бассейна является наличие внутренней зоны разгрузки, в современном плане приуроченной к Обской губе. На основе анализа гидродинамических потенциалов в пределах альб-сеноманского комплекса выявлены локализованные очаги скоплений углеводородов, сформированные без контроля структурным фактором.

Ключевые слова: углеводороды, газ, инфильтрационная водонапорная система, гидродинамические потенциалы, минерализация, химический состав, газонасыщенность пластовых вод

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: работа выполнена за счет бюджетных средств по ежегодному госзаданию Министерства науки и высшего образования РФ «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов» (2019—2021 гг.) Института проблем нефти и газа Российской академии наук.

Для цитирования: Горева А.В. Влияние инфильтрационных режимов на процессы аккумуляции углеводородов в северной части Западной Сибири. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(1):30—37. https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-1-30-37

Статья поступила в редакцию 24.07.2020
Принята к публикации 23.05.2022
Опубликована 22.06.2022

INFLUENCE OF INFILTRATION REGIMES ON HYDROCARBON ACCUMULATION PROCESSES IN NORTHERN PART OF WEST SIBERIA

ALEKSANDRA V. GOREVA

Oil and Gas Research Institute of RAS
3, Gubkin str., Moscow 119333, Russia

ABSTRACT

Background. Hydrogeological analysis is necessary for a comprehensive forecast of oil and gas deposits in any region. Early in the development of petroleum hydrogeology in the 1940–1970s, conditions for hydrocarbon (HC) accumulation were actively examined at depths of about 1–2 km, where meteoric waters often occur. However, for a long time, there was no interest in exploring petroleum basin infiltration systems despite the colossal hydrocarbon resources in West Siberia, Alberta (Canada), the Norwegian-Danish oil and gas basin (Norway) and Jungar Banner (China), which are associated with an infiltration hydrodynamic regime (IHR). The resumption of research into hydrocarbon systems controlled by IHR is advisable for theoretical and advanced applications in the exploration of hydrocarbon deposits, including non-structural hydrocarbon accumulation. This is essential for oil and gas fields with a long well production history, where the resources of hydrocarbon deposits associated with anticline structures have largely been exhausted.

Aim. To elaborate on the influence of IHR on the HC accumulation processes, the evolution and preservation of these accumulations in the Northern part of West Siberia.

Results. The authors discussed features of the infiltration system of the Northern part of the West Siberian hydrogeological basin and proved its unity within the onshore and offshore regions. It was shown that a specific feature of this basin consists in an internal discharge zone associated with the Gulf of Ob in modern plans. Based on analysis of hydrodynamic potentials within the Albian-Cenomanian complex, local accumulations of hydrocarbons, formed in the absence of control from the structural factor, were revealed.

Keywords: hydrocarbons, gas, water drive infiltration system, hydrodynamic potential, mineralisation, chemical composition, reservoir waters gas saturation

Conflict of interests. There are no conflicts of interest to declare.

Financial disclosure. The work was performed with state funding following the annual State assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation entitled "Development of scientific and methodological principals of exploration of large HC accumulations in non-structural oil traps of combined type within platform oil and gas-bearing basins» (2019–2021), Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences".

For citation: Goreva A.V. Influence of infiltration regimes on hydrocarbon accumulation processes in northern part of West Siberia. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration.* 2022;64(1):30—37. https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-1-30-37

Manuscript received 24 July 2020
Accepted 23 May 2022
Published 22 June 2022

Гидрогеологический анализ, несомненно, является необходимой составляющей комплексного прогноза нефтегазоносности недр любого региона. На раннем этапе развития нефтегазовой гидрогеологии (40—70-е годы XX века) велось активное изучение условий аккумуляции углеводородов (УВ) на глубинах порядка 1—2 км; здесь установлено широкое развитие вод метеогенного происхождения [8, 18]. Были выявлены характеристики инфильтрационных систем, в частности установлена гидродинамическая и гидрохимическая зональности. Однако в последующие годы в связи с тенденцией поисков скоплений УВ на больших глубинах основным объектом исследования стали элизионные системы [14, 22]. На длительное время интерес к исследованию

инфильтрационных систем нефтегазоносных бассейнов (НГБ) был утрачен несмотря на то, что колоссальные ресурсы УВ Западной Сибири, Провинции Альберта (Канада), Норвежско-Датского НГБ (Норвегия), Провинции Джунгар (Китай) сопряжены именно с инфильтрационным гидродинамическим режимом (ИГР). Возобновление исследований углеводородных систем, контролируемых ИГР, целесообразно как с общетеоретических позиций, так и для решения прикладных задач поисков залежей УВ, в том числе и неструктурного типа. В особой мере это важно для НГБ с длительной историей их эксплуатации, где фонд месторождений УВ, приуроченных к антиклинальным структурам, во многом исчерпан.

Общеизвестен вклад верхнемелового комплекса Западной Сибири в ресурсное обеспечение нефтегазовой отрасли страны [11]. Тем не менее этот комплекс в гидрогеологическом отношении исследован слабо. Череда открытий западносибирских газовых месторождений опередила проведение детальных гидрогеологических исследований, перспективных на нефть и газ объектов: даже для таких гигантов, как месторождения Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, единичны данные, характеризующие состав пластовых вод и энергетические характеристики водонапорной системы на допромысловом этапе.

Региональные гидрогеологические исследования также были выполнены в крайне ограниченном объеме. Как следствие, долгое время вопрос о северной границе Западно-Сибирского бассейна носит дискуссионный характер. В частности, одна из известных точек зрения сводится к тому, что Западно-Сибирский, Енисей-Хатангский и Ямало-Карский гидрогеологические бассейны составляют единый Западно-Сибирский гидрогеологический мегабассейн [15]. Однако достаточных гидрогеологических данных, доказывающих автономность этих гидрогеологических систем, до сих пор не получено.

На основании современного анализа геологического строения Ямальского и Карского регионов [2, 10, 17] можно более определенно говорить о том, что граница единого Западно-Сибирского гидрогеологического мегабассейна замыкается по Новоземельско-Пайхойскому поднятию, Приполярному Уралу, Северо-Сибирскому порогу, которые выполняют роль областей инфильтрационного питания.

Для альбского века чередование прибрежно-морских и континентальных фаций — ярко выраженная особенность района. Полузамкнутые мелководные водоемы (глубиной порядка 100 м) сохранялись и в сеноманском веке на фоне продолжающегося обмеления бассейна и усиления его опреснения за счет повышения роли инфильтрационного питания, особенно в северном и северо-восточном направлениях. За позднемеловое время сформировались две особенности гидрогеологического режима. На обширной территории Западной Сибири господствовал режим свободного водообмена, это приводило в меловом комплексе к выравниванию гидродинамических потенциалов и сплошному развитию гидростатических давлений. За счет частой смены регрессивных и трансгрессивных тектонических процессов локальные очаги аномально высокого пластового давления не могли существовать длительное время [7], даже если они образовывались в объеме глинистых отложений и под их подошвой, в том числе и под региональными флюидоупорами.

Еще одна особенность связана с большеобъемным накоплением угленосных отложений. Флюидогенерация, сопутствующая преобразованию углей, способствовала обогащению верхнемелового комплекса многими жидкими и газообразными веществами, наиболее значительным из которых был CO_2 [4]. Как следствие, нарушалось геохимическое равновесие в системе «вода — порода». Это приводило к растворению карбонатных включений, содержащихся в терригенных пластах и без того в незначительных концентрациях. Такой процесс, с одной стороны, способствовал повышению объема пустотного пространства терригенных коллекторов, с другой — обуславливал подземную химическую эрозию коллекторов, частично разрушающую текстуру пород в промысловых условиях, которая проявляется многочисленными примерами пескования эксплуатационных скважин.

В течение практически всего периода формирования Западно-Сибирского гидрогеологического бассейна орогены байкальской (Пайхой), позднегерцинско-киммерийской (Новая Земля, Таймыр) складчатостей совместно с такими структурами, как Северо-Сибирский порог и Западно-Таймырская ступень, являлись северными, разновозрастными границами бассейна и выполняли функцию его областей питания. Однако эти структуры, будучи ограниченными системой крупных разломов, вряд ли надолго сохраняли свою роль регионально значимых областей инфильтрационного питания. По аналогии с другими гидрогеологическими бассейнами можно считать, что роль внешних областей питания становится ничтожной даже на сопредельных к орогенным сооружениям предгорных прогибах, моноклиналях и ступенях [1].

Переходная зона от инфильтрационного к элизионному питанию, вполне вероятно, занимала как пологие моноклинали (Восточно-Новоземельская моноклиналь и др.), так и ступенчатые внутренние борта (Байдарацкая, Восточно-Новоземельская, Северо-Сибирская, Западно-Таймырская ступени).

На взгляд автора, схема гидрогеологической зональности Западно-Сибирского мезозойского бассейна [13] может быть детализирована, как показано на рисунке 1, по которому видно, что область разгрузки потока подземных вод всего мезозойского комплекса на севере Западной Сибири приурочена к акватории Карского моря. Об этом говорит резкий спад пластовых давлений в пределах площадей Обской губы. Нисходящая миграция флюидов в процессе геологической истории могла реализовываться неоднократно, вероятно, происходит и в настоящее время. Глубина проникновения вод инфильтрационного генезиса в водоносные комплексы мелового и юрского возрастов пока точному определению не подлежит. На многочисленные локальные проявления субгидростатических пластовых давлений

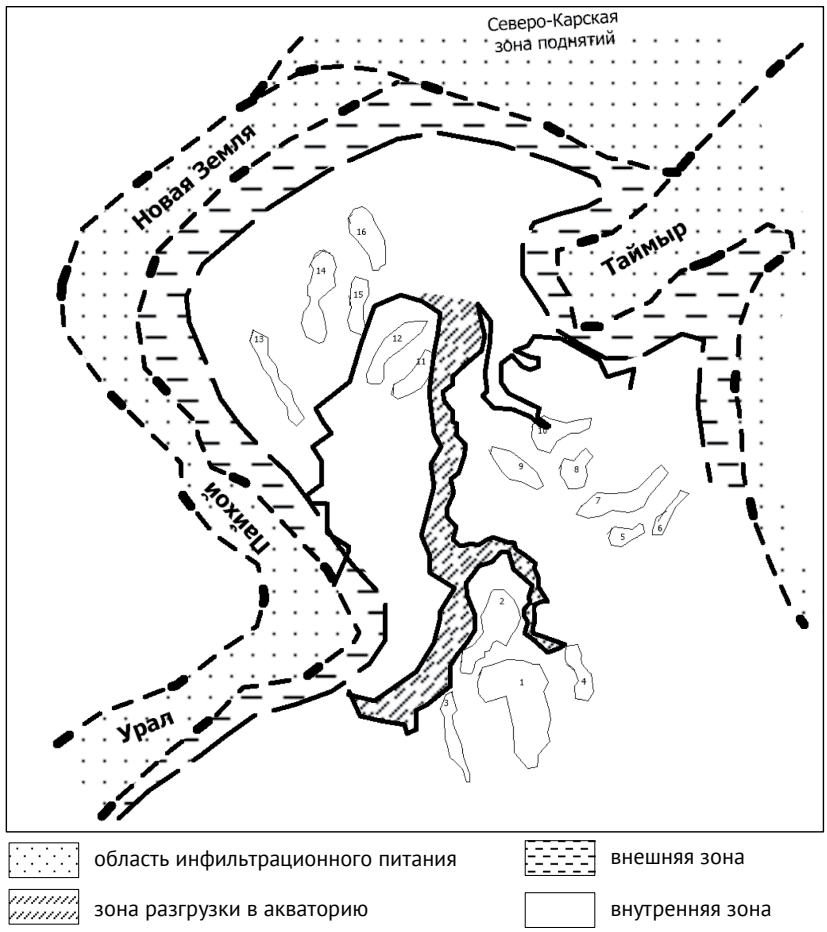

Рис. 1. *Детализированная схема северного замыкания Западно-Сибирского гидрогеологического бассейна (Горева А.В., 2020 г.).*
Условные обозначения: 1 — Уренгойское месторождение, 2 — Ямбургское месторождение, 3 — Медвежье месторождение, 4 — Русское месторождение, 5 — Мессояхское месторождение, 6 — Малохетское месторождение, 7 — Танамское месторождение, 8 — Салпадинская группа поднятий, 9 — Гыданский свод, 10 — Гыдоямская группа поднятий, 11 — Средне-Ямальское месторождение, 12 — Северо-Ямальское месторождение, 13 — Обручевское месторождение, 14 — Русановское месторождение, 15 — Скуратовское месторождение
Fig. 1. *Detailed scheme of the northern closing of the West Siberian hydrogeological basin (A.V. Goreva, 2019).*
Legend: 1 — Urengoyskoe field, 2 — Yamburgskoe field, 3 — Medvezhie field, 4 — Russkoe field, 5 — Messoyakhskoe field, 6 — Malokhetskoe field, 7 — Tanamskoe field, 8 — Salpadinkaya group of reclamations, 9 — Gydanskiy uplift, 10 — Gydoyamskaya group of reclamations, 11 — Sredne-Yamalskoe field, 12 — Severo-Yamalskoe field, 13 — Obruchevskoe field, 14 — Rusanovskoe field, 15 — Skuratovskoe field

обращалось внимание в работах В.В. Нелюбина, В.М. Матусевича, А.Р. Курчикова, Д.А. Новикова, в которых, в частности, показано, что градиенты пластовых давлений резко убывают от южной континентальной части (0,00005—0,0004) к северной акваториальной (0,0005—0,001) [12].

Низкие статические уровни подземных вод на границе с акваторией Карского моря объясняются как глобальными, так и локальными явлениями — понижением уровня Мирового океана [9, 16 и др.], уменьшением внутреннего пространства в породах после оттаивания мерзлоты, подземного льда, промерзанием вышележащих пород, охлаждением и уменьшением объема флюидов [20].

Наиболее низкие приведенные статические уровни отмечены на Тазовском, Ямбургском, Ямсовейском, Семаковском, Геофизическом, Южно-Тамбейском, Новопортовском и других месторождениях побережья Обской и Тазовской губ. Севернее Тазовского месторождения фиксируются даже отрицательные значения приведенных статических уровней, а на месторождениях Нурминского мегавала статические уровни хотя и имеют положительные значения, но также снижаются в северо-западном направлении от 15—18 м (Нурминское и Средне-Ямальское месторождения) до 9—11 м (Нейтинское, Бованенковское месторождения), а на Харасавейском месторождении до 1 м [12].

Дефицит пластовых давлений имеет место в Усть-Енисейском районе на Семеновской и Малохетской площадях (статические уровни на 6 м ниже уровня моря) и, возможно, на Геофизической

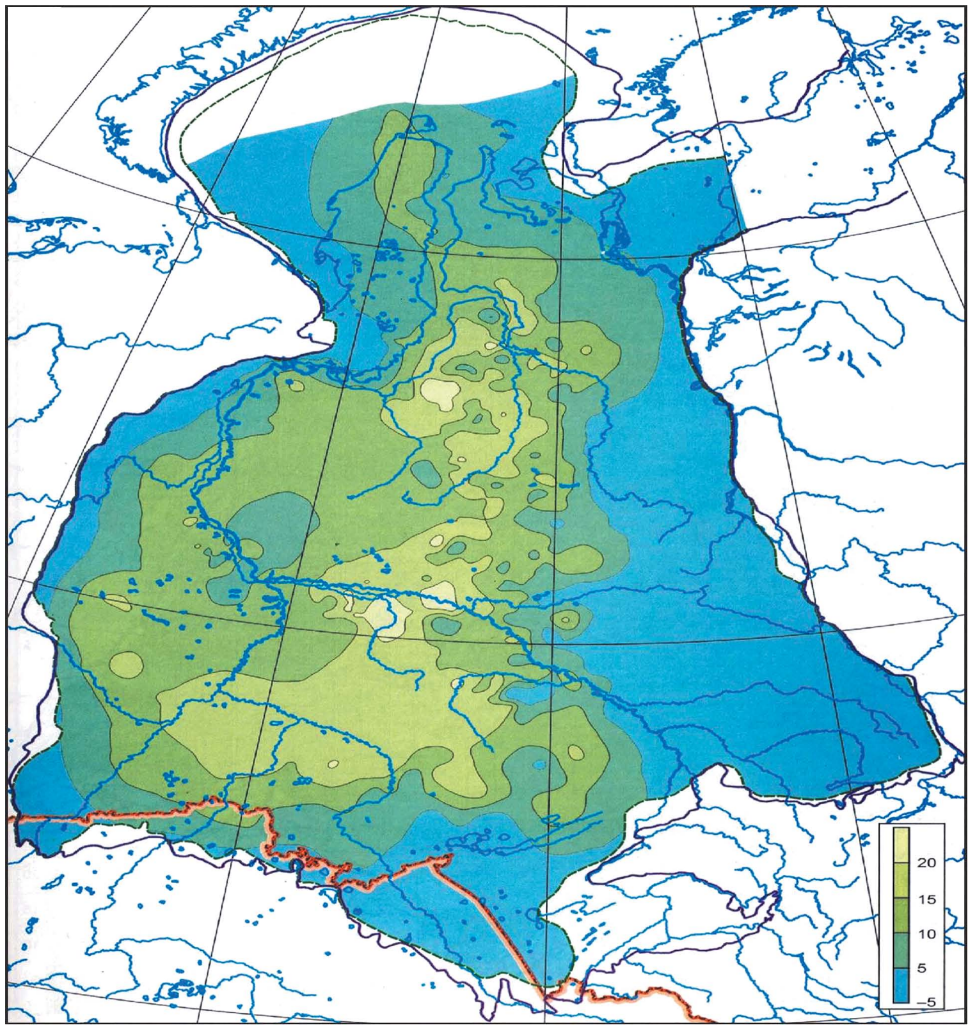

Рис. 2. *Схематическая карта минерализации (г/дм³) альб-сеноманских отложений Западно-Сибирского гидрогеологического бассейна (Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г., 2004 г.)*
Fig. 2. *Schematic map of mineralization (g/dm³) of the Albian-Cenomanian deposits of the West Siberian hydrogeological basin (Stavitskiy B.P., Kurchikov A.P., Kontorovich A.E., Plavnik A.G., 2004)*

площади [3, 12]. О масштабности латерального потока косвенно свидетельствуют и смещения в пределы Карского моря внешней опресненной зоны Западно-Сибирской водонапорной системы, которая «затягивается» в акваторию, что иллюстрирует рисунок 2 [19].

Итак, верхняя — инфильтрационная, наиболее обширная по площади и приуроченная в основном к верхнемеловой части разреза, система во многом определяет процессы миграции воды и газа из материковых частей региона к шельфовым, а газа — еще далее, по направлению к Ямалу [5, 6]. Криогенные явления усиливают процессы формирования регионального гидродинамического потока в сторону южной акватории Карского моря. Отчасти поэтому все сеноманские залежи, массивные водоплавающие, имеют единый горизонтальный или направленный в сторону гидравлического уклона газоводяной контакт. Для «цепочки» месторождений Медвежье → Бованенковское → Крузенштернское → Харасавэйское выявленная зависимость запасов УВ от гипсометрического положения объясняется наложенным эффектом от вертикальной и латеральной миграции УВ,

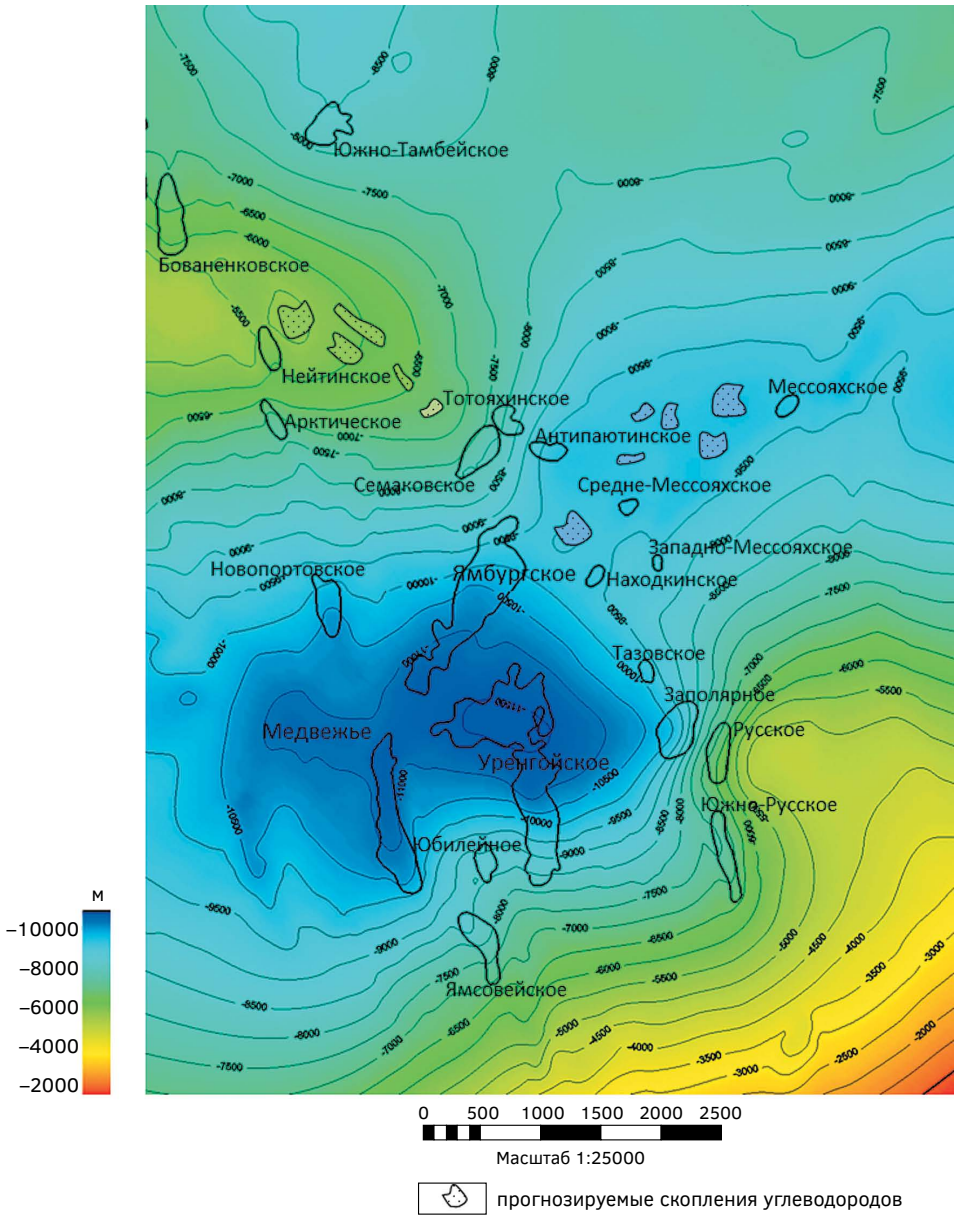

Рис. 3. *Положение прогнозируемых скоплений углеводородов (Горева А.В., 2019 г.)*
Fig. 3. *Position of prognosticated hydrocarbon accumulations (A.V. Goreva, 2019)*

происходящей с олигоценового времени транзитно от континентальных газовых гигантов в сторону шельфа Карского моря, по восстанию к Нурминскому и Русановскому мегавалам и далее к Обручевскому мегавалу. В пределах последнего возможно обнаружение еще не открытых крупных зон газонакопления за счет струйной миграции и дегазации предельно насыщенных пластовых вод. В зоне увеличения гидравлических напоров (минимизации гидродинамических потенциалов), тяготеющей к району Обской губы, возможно обнаружение целого ряда скоплений УВ, положение которых автором статьи было закартировано на основе метода М.К. Хабберта [21] и отображено на рисунке 3.

Таким образом, ИГР в сочетании со структурными и литофациальными условиями территории способствует формированию и сохранению в период новейшей геологической истории не только антиклинальных залежей УВ, но и целого ряда гидродинамически экранированных скоплений УВ, которые могут служить резервным фондом поддержания уровня добычи газа на севере Западной Сибири.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абукова Л.А., Карцев А.А.* Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отечественная геология. 1999. № 2. С. 11—16.
2. *Боголепов А.К., Журавлев В.А., Шипилов Э.В., Юнов А.Ю.* Новые данные о глубинной структуре Карского моря (по результатам геолого-геофизических исследований) // Доклады академии наук СССР. 1990. Т. 315. № 1. С. 159—162.
3. *Гаттенбергер Ю.П., Дьяконов В.П.* Гидрогеологические методы исследований при разведке и разработке нефтяных месторождений. М.: Недра. 1979. 207 с.
4. *Голицын М.В., Вялов В.И., Пронина Н.В.* Развитие науки об угле в СССР и России // Вестник Московского Университета. Сер 4. Геология. 2015. № 4. С. 11—21.
5. *Горева А.В.* Формирование геофлюидодинамического режима Новопортовского месторождения // Георесурсы. Геополитика. Геоэнергетика. 2011. Вып. 2(4). URL: http://oilgasjournal.ru/vol_4/goreva.pdf
6. *Горева А.В.* Роль водонапорной системы в размещении залежей углеводородов в северных частях Западно-Сибирского бассейна // Фундаментальные и прикладные вопросы гидрогеологии нефтегазоносных бассейнов. Материалы III Всероссийской научной конференции (с международным участием), посвященной 90-летию А.А. Карцева. М.: ГЕОС, 2015. С. 47—50.
7. *Гуревич А.Е. и др.* Давление пластовых флюидов. М.: Недра, 1987. 225 с.
8. *Дэвис С., де Уист Р.* Гидрогеология / пер. с англ. М.: Мир, 1970.
9. *Карцев А.А., Матусевич В.М., Яковлев Ю.И.* Связь аномально-низких пластовых давлений с рифтогенными зонами Сибири // Геотектоника. 1989, № 2. С. 86—89.
10. *Конторович В.А., Конторович А.Э.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа Карского моря // Доклады академии наук. 2019. Т. 489, № 3. С. 272—276.
11. *Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др.* Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра. 1975. 680 с.
12. *Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н.* Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л.: Недра. 1985. 279 с.
13. *Матусевич В.М., Ковяткина Л.А.* Нефтегазовая гидрогеология. В 2 ч. Ч. II. Нефтегазовая гидрогеология Западно-Сибирского мегабассейна: учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. 108 с.
14. *Никаноров А.М., Мирошников М.В.* Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений Центрального и Восточного Предкавказья. М.: Недра, 1972.
15. *Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д.* Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2003. 352 с
16. *Скоробогатов В.А., Фомичев В.А.* Геологическая модель и условия формирования Новопортовского газоконденсатного месторождения // Геологическое моделирование газовых месторождений. М.: ВНИИГАЗ, 1986. С. 23—31.
17. *Ступакова А.В.* Структура и нефтегазоносность Баренцево-Карского шельфа и прилегающих территорий // Геология нефти и газа. 2011. № 6. С. 99—115.
18. *Сухарев Г.М.* Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М.: Недра, 1971.
19. *Шиганова О.В., Шевченко А.А.* Подземные воды юга Западной Сибири как источник теплоэнергетических ресурсов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2017. № 4(32). С. 104—109.
20. *Юрин Г.А.* Особенности водонапорной системы Сибирской платформы // Известия вузов. Сер. Геология и разведка. 1981. № 2. С. 34—41.
21. *Hubbert M.K.* Darcy's Law and the Field equations of flow of underground fluids. Trans. Amer. Inst. Min. Metal. Petrol. Engrs. 1956. No. 207. P. 222—239.
22. *Toth J.* Gravitational systems of groundwater flow. Theory, Evaluation, Utilization. USA by Cambridge University Press, New York. 2009. 297 p.

REFERENCES

1. Abukova L.A., Karcev A.A. Fljuidnye sistemy osadochnyh neftegazonosnyh bassejnov (tipy, osnovnye processy, prostranstvennoe rasprostranenie) // Otechestvennaja geologiya. 1999. № 2. P. 11—16 (In Russian).
2. Bogolepov A.K., Zhuravlev V.A., Shipilov Ye.V., Junov A.Yu. Novye dannye o glubinnoy strukture Karskogo morya (po rezul'tatam geologo-geofizicheskih issledovaniy) // Doklady akademii nauk SSSR. 1990. T. 315. № 1. P. 159—162 (In Russian).

3. Gattenberger Yu.P., D'jakonov V.P. Gidrogeologicheskie metody issledovaniy pri razvedke i razrabotke neftyanyh mestorozhdeniy. Moscow: Nedra, 1979. 207 p. (In Russian).
4. Golicyn M.V., Vyalov V.I., Pronina N.V. Razvitie nauki ob ugle v SSSR i Rossii // Vestnik Moskovskogo Universiteta. Ser 4. Geologija. 2015. № 4. P. 11—21 (In Russian).
5. Goreva A.V. Formirovanie geofljuidodinamicheskogo rezhima Novoportovskogo mestorozhdenija // Georesursy. Geopolitika. Geojenergetika. 2011. Vol. 2(4). http://oilgasjournal.ru/vol_4/goreva.pdf (In Russian).
6. Goreva A.V. Rol' vodonapornoj sistemy v razmeshhenii zalezhey uglevodorodov v severnyh chastyah Zapadno-Sibirskogo basseyna // Fundamental'nye i prikladnye voprosy gidrogeologii neftegazonosnyh bassejnov. Materialy III Vserossijskoj nauchnoj konferencii (s mezhdunarodnym uchastiem), posvjashhennoy 90-letiyu A.A. Karceva. Moscow: GEOS, 2015. P. 47—50 (In Russian).
7. Gurevich A.E. et al. Davlenie plastovyh flyuidov. Moscow: Nedra, 1987. 225 p. (In Russian).
8. Djevis S., de Uist R. Gidrogeologija (per. s angl.). Moscow: Mir, 1970 (In Russian).
9. Karcev A.A., Matusevich V.M., Yakovlev Yu.I. Svjaz' anomal'no-nizkih plastovyh davleniy s riftogennymi zonami Sibiri // Geotektonika. 1989. № 2. P. 86—89 (In Russian).
10. Kontorovich V.A., Kontorovich A.Ye. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti shel'fa Karskogo morya // Doklady akademii nauk. 2019. T. 489, № 3. P. 272—276 (In Russian).
11. Kontorovich A.Ye., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. Geologiya nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Moscow: Nedra, 1975. 680 p. (In Russian).
12. Kruglikov N.M., Neljubin V.V., Yakovlev O.N. Gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo neftegazonosnogo megabassejna i osobennosti formirovaniya zalezhey uglevodorodov. Leningrad: Nedra, 1985. 279 p. (In Russian).
13. Matusevich V.M., Kovyatkina L.A. Neftegazovaya gidrogeologiya. V 2 ch. Ch. II. Neftegazovaya gidrogeologiya Zapadno-Sibirskogo megabasseyna: uchebnoe posobie. Tjumen': TjumGNGU, 2010. 108 p. (In Russian).
14. Nikanorov A.M., Miroshnikov M.V. Gidrogeologiya neftyanyh i gazovyh mestorozhdeniy Central'nogo i Vostochnogo Predkavkaz'ya. Moscow: Nedra, 1972 (In Russian).
15. Skorobogatov B.A., Stroganov L.B., Kopeev V.D. Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala. Moscow: Nedra-Biznescentr, 2003. 352 p. (In Russian).
16. Skorobogatov V.A., Fomichev V.A. Geologicheskaya model' i usloviya formirovaniya Novoportovskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya // Geologicheskoe modelirovanie gazovyh mestorozhdeniy. Moscow: VNIIGAZ, 1986. P. 23—31 (In Russian).
17. Stupakova A.V. Struktura i neftegazonosnost' Barencevo-Karskogo shel'fa i prilegajushhih territoriy // Geologija nefti i gaza. 2011. № 6. P. 99—115 (In Russian).
18. Suharev G.M. Gidrogeologiya neftjanyh i gazovyh mestorozhdeniy. Moscow: Nedra, 1971 (In Russian).
19. Shiganova O.V., Shevchenko A.A. Podzemnye vody yuga Zapadnoy Sibiri kak istochnik teplojenergeticheskih resursov // Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri. 2017. № 4(32). P. 104—109 (In Russian).
20. Jurin G.A. Osobennosti vodonapornoy sistemy Sibirskoy platformy // Izvestiya VUZov. Ser. Geologija i razvedka. 1981. № 2. P. 34—41 (In Russian).
21. Hubbert M.K. Darcy's Law and the Field equations of flow of underground fluids. Trans. Amer. Inst. Min. Metal. Petrol. Engrs. (1956): 207: 222—239.
22. Toth J. Gravitational systems of groundwater flow. Theory, Evaluation, Utilization. USA by Cambridge University Press, New York. 2009. 297 p.

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Горева А.В. — разработала концепцию статьи, подготовила текст, выполнила анализ гидродинамических потенциалов изучаемого района, выполнила перевод на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Alexandra V. Goreva — built up a concept of the article, prepared the text, executed an analysis of hydrodynamic potentials of the study area, completed a translation into English and agrees to assume responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT AUTHOR

Горева Александра Вадимовна — младший научный сотрудник Лаборатории ресурсной базы нефтегазового комплекса ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»
3, ул. Губкина, г. Москва, 119333, Россия
E-mail: sandra_ne@mail.ru
SPIN-код: 5847-3696
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-6866-4984

Aleksandra V. Goreva — junior research scientist, Oil and Gas Research Institute of Russian Academy of Science
3, Gubkina str., Moscow 119333, Russia
E-mail: sandra_ne@mail.ru
SPIN-code: 5847-3696
ORCID: https://orcid.org/0000-0002-6866-4984