

Интеграция гидрохимической и гидрогеологической информации в геолого-технологические модели сеноманских газовых залежей

Р.И. Шарипов
аспирант
SharipovRI@tngg.ru

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Предложен метод интеграции данных гидрохимического контроля за разработкой при построении и актуализации геолого-технологических моделей сеноманских газовых залежей для обоснованного прогнозирования сроков, количества и видов КРС на газовых скважинах. Реализация предложенного метода позволяет вести оперативный мониторинг и долгосрочное прогнозирование газогидродинамической обстановки в залежи, повысить точность расчетных технологических показателей разработки, получить адресный прогноз необходимости проведения КРС, в т.ч. водоизоляционных работ и выбытию скважин в бездействующий фонд. Учет результатов, полученных с использованием предложенного метода прогнозирования, позволяет получать более обоснованные результаты технико-экономической оценки проведения КРС и разработки залежи в целом.

Материалы и методы
Математическое моделирование гидродинамического процесса.

Ключевые слова
результаты гидрохимических исследований, капитальный ремонт скважины (КРС), сеноманские газовые залежи, газогидродинамическая обстановка, контроль обводнения, геолого-технологическая модель.

Ежегодно общий фонд действующих газовых скважин сокращается по причине их выбытия, преимущественно в результате обводнения пластовой водой. Особенности разработки сеноманских залежей на истощение и высокие фильтрационно-емкостные свойства слагающих их пород коллекторов вносят существенные ограничения в наращивание количества добывающих скважин в процессе разработки при падении коэффициента аномальности пластового давления менее 0,4, по причине высокой степени риска невывода скважин на технологические режимы после их освоения.

Поэтому компенсация сокращения объемов добычи проводится путем внедрения инновационных технологий на разрабатываемых месторождениях и вводом в промышленную разработку новых залежей. В среднесрочной перспективе для поддержания добычи могут быть введены в разработку сеноманские залежи Семаковского, Чугорьяхинского, Тота-Яхинского, Антипаютинского, Северно-Каменномысского, группы Парусовых и других месторождений.

Исходя из норм проектирования месторождений углеводородного сырья (УВС) при разработке сеноманских газовых залежей и их научном сопровождении активно используются средства геолого-технологического моделирования [1, 2]. На современном этапе развития математических

методов и функциональных возможностей программного обеспечения, геолого-технологическое моделирование пластовых систем является мощным методом управления и прогнозирования режимов эксплуатации объектов разработки. Применение цифровых моделей позволяет решать широкий круг проблем, связанных с планированием, эксплуатацией и контролем на всех стадиях разработки.

Известным ученым в области разработки газовых месторождений А.Н. Лапердиным, на основе целевого принципа и элементов системного подхода сформировано дерево целей стратегии эффективной разработки газовой залежи [3], рис. 1. Область исследований данной работы удовлетворяют этой стратегии, в частности, метод позволяет решать задачу по безводной эксплуатации скважин, равномерному дренированию и обводнению залежи, эффективной системе добычи газа и, как следствие, достижению рентабельности разработки.

Одной из актуальных проблем при геолого-технологическом моделировании разработки сеноманских залежей является адаптация модельного внедрения пластовой воды в газонасыщенную часть разреза и подъема газовойодяного контакта (ГВК) по наблюдаемым и эксплуатационным скважинам на фактические значения. Моделирование внедрения пластовой воды производится путем

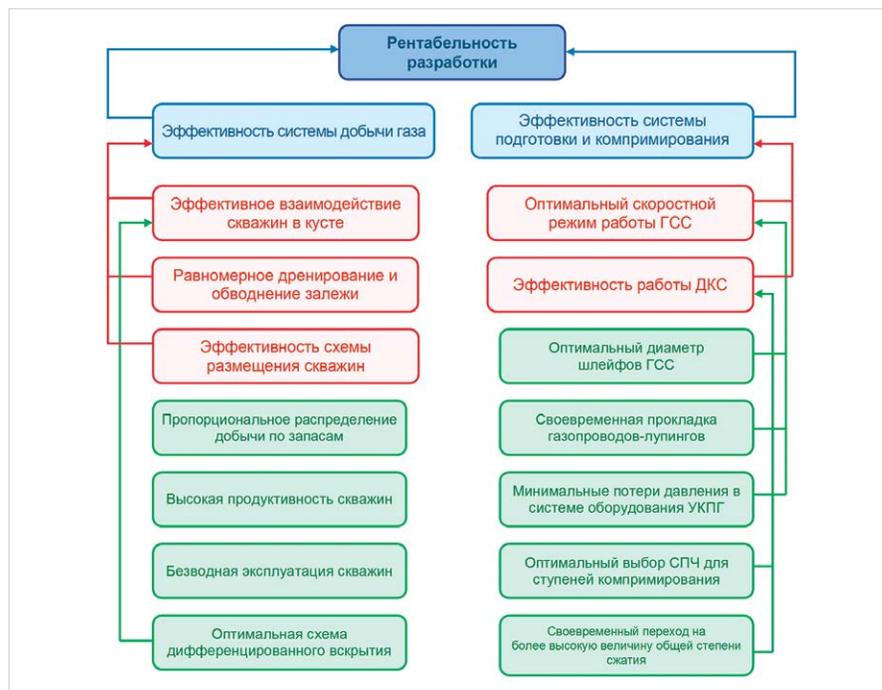


Рис. 1 — Дерево целей стратегии эффективной разработки газовой залежи ГСС — газосборная сеть, ДКС — дожимная компрессорная станция, УКПГ — установка комплексной подготовки газа, СПЧ — сменно-проточная часть

подключения к наиболее удаленным от кровли блокам модели (находящимся в полностью водонасыщенной части разреза) численных или аналитических аквиферов, оказывающих существенное влияние на энергоёмкость в газонасыщенной части залежи, на общий баланс воды и активность пластовых и краевых вод. В зависимости от вида залежи, информации о водонапорном комплексе и текущей геолого-промысловый информации (пластовое давление, уровень ГВК и др.) выбираются тип и количество аквиферов.

Центрально-групповая схема размещения добывающих скважин в присводовой части структуры и дифференцированная схема вскрытия продуктивных отложений сложились с учетом опыта разработки таких крупных месторождений как Медвежье, Ямбургское, Уренгойское и других, при этом сеть наблюдательных скважин располагается на периферийных частях по контуру залежи. Учитывая большие площади газоносности сеноманских залежей и ограниченное количество скважин, в которых проводятся геофизические исследования (ГИС) с целью регистрации подъема ГВК, обширные области в межскважинном пространстве остаются не охваченными мониторингом внедрения пластовой воды. Это обстоятельство вносит некоторую неопределенность при прогнозировании технологических показателей разработки с применением геолого-технологического моделирования, так как в указанных областях находятся кусты добывающих скважин, а текущий модельный уровень ГВК может быть как выше, так и ниже фактического уровня. Таким образом, прогнозные даты ремонтов (водоизоляции) и выбытий эксплуатационных скважин, расположенных на таких кустовых площадках, могут не соответствовать фактическим.

Значительное место в геолого-промысловом контроле за продвижением пластовых вод в настоящее время отводится гидрохимическому методу, который все больше распространяется на месторождения различного типа. Впервые его высокая эффективность была доказана на газоконденсатных месторождениях Краснодарского края, где он начал применяться в широких масштабах с начала 60-х гг. [4]. В.В. Муляком созданы геотехнологические основы анализа и контроля эксплуатации нефтяных месторождений по промысловой гидрогеохимической информации [5, 6]. Использование научных основ сформированной им концепции гидрогеохимии применительно к сеноманским газовым залежам заключается в контроле за динамикой количественного и качественного составов выносимой на поверхность газожидкостной смеси: сухой газ и пластовые воды (законтурные, остаточные, конденсационные).

Эффективность гидрохимического контроля предопределяется правильным выбором контролируемых показателей. При разработке сеноманских залежей месторождений ЯНОО гидрохимический контроль осуществляется преимущественно по количественному содержанию NaCl в выносимой из скважин воде [4]. Содержание ионов хлора служит основным показателем солёности (минерализации) воды, методика количественной оценки его наиболее проста, а сопоставление минерализации состава пластовых и

конденсационных вод показывает, что наибольшее количественное различие в них имеется именно по ионам хлора.

Для снижения неопределённости оценки внедрения пластовых вод при прогнозировании технологических показателей разработки с применением геолого-технологических моделей предложен метод интеграции результатов гидрохимических исследований выносимой из скважин жидкости (количественное содержание ионов хлора) и информации по гидрогеологическому комплексу месторождения. В основе метода лежит гипотеза о наличии зависимости между величиной минерализацией (солёности) воды и глубиной (высотой от начального положения ГВК).

В подтверждение достоверности указанного предположения можно привести результаты исследований, проведенных в 1978 г. на керне разведочной скважины №127 Уренгойского месторождения и описанных в работе. Продуктивные породы сеномана вскрывались на безводном (известково-битумном) растворе со сплошным отбором керна. Кроме общепринятых исследований изучались минерализация и химический состав воды, отжатой из образцов. Вода отжималась прессом с разрушением образца, давление при этом доходило до 600 МПа и выдерживалось примерно одинаковым для всех образцов. Гидрохимическая характеристика полученной воды приводится в таб. 1 и на рис. 2. Результаты исследований позволили проследить за изменением минерализации и химического состава связанной воды по высоте залежи. Установлено, что минерализация (по NaCl) воды в газоносной толще сеноманской залежи изменяется от кровли залежи к ГВК с определенной закономерностью. С глубиной среднее значение минерализации возрастает от 4–6 до 16–20 г/л. Различие в минерализации и солевом составе связанной воды по высоте залежи объясняется цикличностью формирования залежей УВС [7]. Одинаковый характер изменения состава и свойств связанной воды вероятен лишь для одновозрастных залежей, расположенных рядом, к ним, например, можно отнести сеноманские залежи арктической, северной и южной групп.

Наличие закономерности изменения солёности (минерализации) воды с глубиной, выявленное по результатам исследования керна скважины № 127 Уренгойского месторождения стало предпосылкой анализа результатов гидрохимических исследований, проводимых на сеноманских залежах южной группы месторождений (Муравленковское, Вынгайхинское, Еты-Пуровское, Новогоднее,

Вынгапуровское и др.). Более детальному анализу был подвергнут параметр минерализации (NaCl) выносимой из эксплуатационных скважин воды в период ввода залежей в разработку, систематизированы геолого-промысловые данные по расположению перфорированных интервалов. Результаты анализа показали высокие значения минерализации (3–10 г/л) в пробах, отобранных после освоения скважин, что, вероятно, связано с присутствием высокоминерализованных технических жидкостей в призабойной зоне пласта и на забое скважин после освоения. Поэтому в ходе анализа такие некондиционные значения минерализации были отфильтрованы, а для дальнейшего рассмотрения оставлены значения, полученные в ходе отбора проб после месяца работы скважин, которые были аппроксимированы степенной зависимостью, рис. 3.

Для технической реализации предложенного метода интеграции гидрохимической и гидрогеологической информации в геолого-технологическую модель решены следующие задачи с применением гидродинамического симулятора Eclipse:

1. задание дополнительного куба начального распределения минерализации по NaCl,

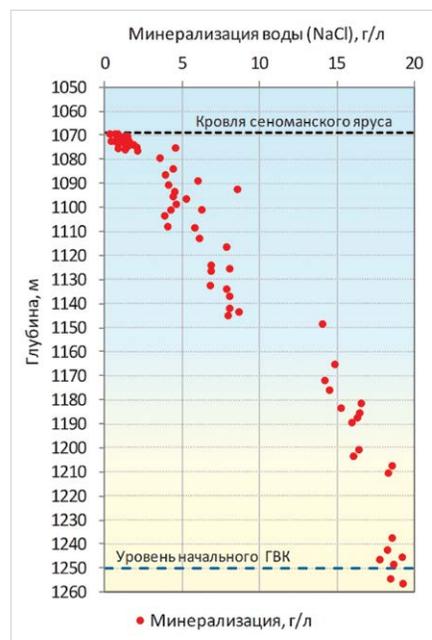


Рис. 2 — Характер изменения минерализации ионами хлора связанной (остаточной) пластовой воды в сеноманской газовой залежи Уренгойского месторождения по данным скважины № 127

Интервалы глубин, м	Содержание основных компонентов, г/л						Минерализация общая, г/л
	Cl ₂	SO ₄	Ca	Mg	Na	HCO ₃	
1069–1077	1,347	14,113	1.065	0,113	6.228	0,304	23,224
1077–1110	2,689	1,357	0,518	0,018	2,199	1.174	8,011
1110–1145	4,527	0,918	0,385	0,095	3,252	1,185	10,304
1145–1205	9,737	0,971	0,456	0,208	6,308	0,904	18,599
1205–1255	10,615	1,000	0,547	0,138	6,607	0,812	19,722
Пластовая вода (по испытанию)							
	12,9	0,01	0,25	0,08	8,8	0,3	18,34

Таб. 1 — Минерализация и состав пластовой и отжатой воды по скв. № 127 Уренгойского месторождения

значения в блоках (ячейках) которого рассчитаны по аппроксимированной зависимости и исходя из данных по гидрогеологическому комплексу;

2. внедрение воды из аналитического аквифера в процессе расчета геолого-технологической модели с заданной величиной минерализации, присущей для рассматриваемого водонапорного комплекса;
3. вывод в качестве технологического показателя работы эксплуатационных газовых скважин в процессе и по итогам геолого-технологического моделирования параметра минерализации добываемой воды.

Значения ячеек куба начального распределения минерализации (NaCl) в газонасыщенной части залежи рассчитаны с использованием аппроксимированной зависимости минерализации воды от расстояния (высоты) середины интервала перфорации от начального положения плоскости ГВК. В водонасыщенной части залежи значения ячеек равны величине, принятой по данным гидрохимических исследований отобранной воды из гидрогеологического комплекса рассматриваемого месторождения, величина минерализации воды, поступающей из аквифера, также соответствует величине характерной гидрогеологическому комплексу, рис. 4.

Для возможности задания дополнительного куба минерализации в рамках указанного гидродинамического симулятора использованы следующие ключевые слова: TRACERS (определяет размерности и опции для

индикаторов), TRACER (определяет настройку трассеров), TBLK (определяет начальную концентрацию трассера) [8]. Для задания определенной величины минерализации (NaCl) воды, поступающей из аквифера, использовано ключевое слово AQANTRC (определяет начальную концентрацию индикаторов для аналитической модели водоносного пласта). Для вывода в процессе и по итогам расчета геолого-технологической модели параметра минерализации добываемой воды использовано ключевое слово WTPC (определяет концентрацию добываемого индикатора).

Метод интеграции геолого-промысловых данных гидрохимического контроля реализован при построении и актуализации геолого-технологических моделей сеноманских залежей Вынгайхинского и Еты-Пуровского месторождений, а также при расчете прогнозных технологических показателей до 2020 г., рис. 5, 6.

Таким образом, можно сформулировать следующие достоинства предложенного метода, который позволяет:

- 1) фиксировать начало и контролировать динамику обводнения скважин;
- 2) отождествлять смеси вод и выделять тип обводнения скважин;
- 3) уточнять положение текущего ГВК;
- 4) намечать водоопасные направления, прогнозировать обводнение отдельных скважин и задавать более обоснованный технологический режим эксплуатации скважин;

- 5) следить за степенью очистки и осушки призабойных зон;
- 6) контролировать качество ремонтно-изоляционных работ;
- 7) дифференцировать извлекаемые объемы газа и воды из отдельных горизонтов при их пакерной или совместной эксплуатации;
- 8) прогнозировать сроки, виды и количество КРС в долгосрочной перспективе.

Итоги

Основным результатом работы стал метод интеграции гидрохимической и гидрогеологической информации при геолого-технологическом моделировании газовых залежей. Метод практически реализован при моделировании совместной разработки сеноманских залежей Вынгайхинского и Еты-Пуровского месторождений. Просчитаны прогнозные стратегии разработки залежей, даны рекомендации по срокам, количеству и видам необходимых КРС.

Выводы

Реализованный метод позволяет вести долгосрочное прогнозирование продвижения пластовой воды и повысить качество проектирования разработки, путем более обоснованного прогноза выбытия скважин в бездействующий фонд, рекомендации по срокам и видам КРС. Исходя из опыта разработки, стоит отметить, что своевременное проведение водоизоляционных

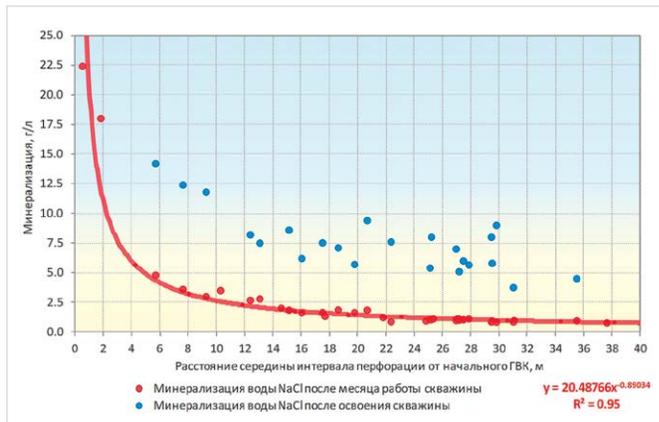


Рис. 3 — Минерализация вынесенной воды из сеноманских газовых скважин Вынгайхинского месторождения после освоения и одного месяца эксплуатации

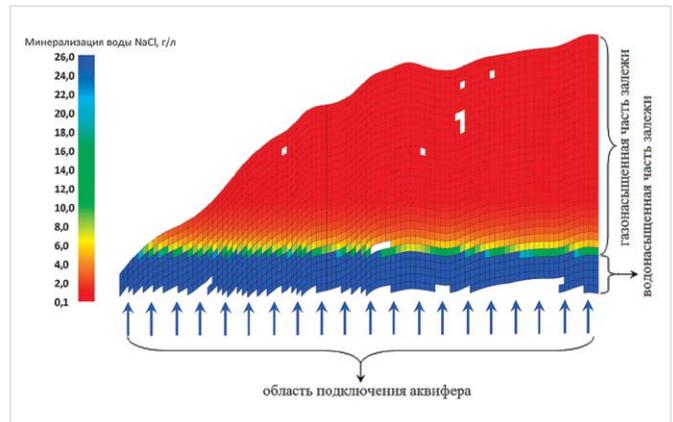


Рис. 4 — Графическое представление разреза дополнительного куба начального распределения минерализации (NaCl) модели сеноманской залежи Вынгайхинского месторождения

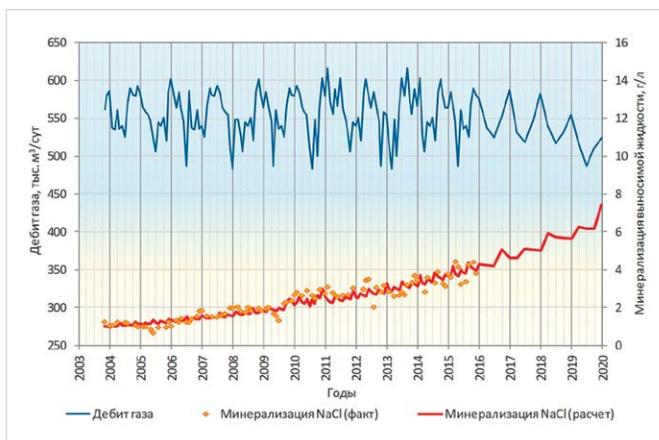


Рис. 5 — Фактическая и расчетная динамика дебита газа и минерализации выносимой жидкости по эксплуатационной газовой скважине Вынгайхинского месторождения

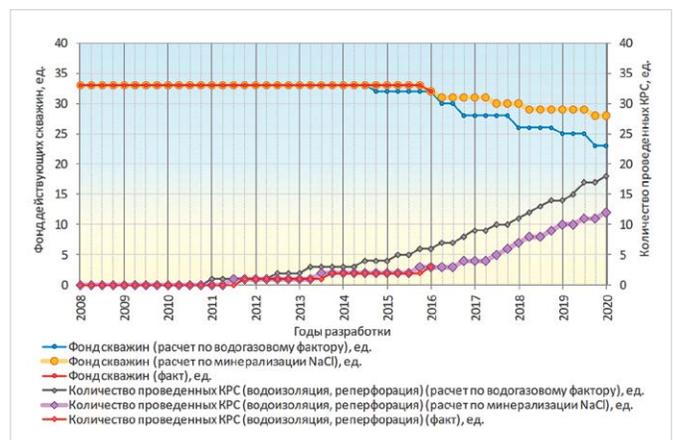


Рис. 6 — Фактическая и расчетная динамика изменения фонда и количества КРС на газовых скважинах Вынгайхинского месторождения

работ на газовых скважинах ведет к увеличению их межремонтного периода (МРП), что ведет к повышению эффективности эксплуатации фонда. Универсальность предложенного метода позволяет реализовать его при проектировании разработки сеноманских залежей других месторождений.

Список литературы

1. Шарипов Р.И., Свентский С.Ю., Варламов В.А. Комплексное моделирование совместной разработки сеноманских газовых залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2014. №7 (39). С. 30–32.
2. Шарипов Р.И., Красовский А.В., Кустышев А.В. Новые методы и алгоритмы управления расчетами на комплексной геолого-технологической модели

для выбора оптимальной стратегии разработки нескольких газовых залежей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. №3. С. 52–56.

3. Крылов Г.В., Лапердин А.Н., Маслов В.Н. Совершенствование методов геологического изучения, анализа и проектирования разработки газовых месторождений севера Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, 2005. 392 с.
4. Ахияров В.Х., Ручкин А.В., Яценко Г.Г. Методика выделения и оценка коллекторов сеномана на месторождениях Тюменского Севера // Геология нефти и газа. 1982. №5.
5. Муляк В.В. Геотехнологические основы анализа и контроля разработки нефтяных

месторождений по промысловым гидрогеохимическим данным. Автореф. дис. доктора техн. наук: 25.00.17. М.: РГУ, 2008. 34 с.

6. Муляк В.В. Обработка и интерпретация гидрохимических данных при контроле разработки нефтяных месторождений. Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). Сб. науч. тр. С. 271–289.
7. Рассохин Г.В., Леонтьев И.А., Петренко В.И. и др. Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, 1979. 272 с.
8. Eclipse user's guide 2012.2. Schlumberger, 2012.

ENGLISH

GAS INDUSTRY

Integration of hydrochemical and hydrogeological information in the geological and technological models of Cenomanian gas fields

UDC 622.691

Author:

Roman I. Sharipov — graduate student; SharipovRI@tngg.ru

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

Abstract

In the article proposed integration method of hydrochemical monitoring data of the development on the creation and updating of geological and technological models of the Cenomanian gas fields for reasonable prediction of the time, quantity and types of workover (WO) on gas wells. Implementation of the proposed method allows real-time monitoring and long-term forecasting of gas-hydrodynamic conditions in the reservoir, increase the accuracy of calculation of technological development parameters, to obtain the address well forecast needed for WO, including waterproofing works and well's retirement to inactive fund. Analysis of results obtained using the proposed method of prediction allows to get more informed of the technical and economic evaluation of WO and development of field in general.

Materials and methods

Math modeling of hydrodynamic process.

Results

The main result is the integration method of hydrochemical and hydrogeological information in geological and technological modelling of gas fields. The method has been implemented practically in the simulation of joint development's of the Cenomanian deposits of Vyngayakhinskoye and Ety-Purovskoye fields. Predictive strategies of development have been calculated, recommendations on the time, quantity and types of WO have been required.

Conclusions

Implemented method makes it possible to get long-term forecasting of water flooding

and improve quality of development engineering through more informed prediction of well's retirement to inactive fund, recommendations on the time, quantity and types of WO. Based on the development experience is worth noting that the timely holding of waterproofing work on gas wells increases their turnaround time, what leads to increased efficiency of the fund's exploitation. Method's versatility allows to implement it on development engineering for other Cenomanian fields.

Keywords

results of hydrochemical analysis, workover (WO), Cenomanian gas fields, gas-hydrodynamic conditions, control of flooding, geological-technological model

References

1. Sharipov R.I., Svetskiy S.Yu., Varlamov V.A. *Kompleksnoe modelirovanie sovmestnoy razrabotki senomanskikh gazovykh zalezhey* [Complex modeling of joint development of Cenomanian gas fields]. Exposition Oil Gas, 2014, issue 7 (39), pp. 30–32.
2. Sharipov R.I., Krasovskiy A.V., Kustyshev A.V. *Novye metody i algoritmy upravleniya raschetami na kompleksnoy geologo-tekhnologicheskoy modeli dlya vybora optimal'noy strategii razrabotki neskol'kikh gazovykh zalezhey* [New methods and algorithms of calculations control by applying complex geotechnical model to choose optimal strategy in case of several gas fields development]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2015, issue 3, pp. 52–56.
3. Krylov G.V., Laperdin A.N., Maslov V.N. *Sovershenstvovanie metodov geologicheskogo izucheniya, analiza i proektirovaniya razrabotki gazovykh mestorozhdeniy severa Zapadnoy Sibiri* [Improving the methods of geological research, analysis and development engineering of gas fields in the north of Western Siberia]. Novosibirsk: SO RAN, 2005, 392 p.
4. Akhiyarov V.Kh., Ruchkin A.V., Yatsenko G.G. *Metodika vydeleniya i otsenka kollektorov senomana na mestorozhdeniyakh Tyumenskogo Severa* [Method of selection and evaluation of the Cenomanian reservoirs in the north of Tyumen fields]. *Oil and Gas Geology*, 1982, issue 5.
5. Mulyak V.V. *Geotekhnologicheskie osnovy analiza i kontrolya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy po promyslovym gidrogeokhimicheskim dannym* [Geotechnical foundations of the analysis and control of oil field development with field hydrogeochemical data] The dissertation author's Ph.D.: 25.00.17. Moscow, 2008, 34 p.
6. Mulyak V.V. *Obrabotka i interpretatsiya gidrokhimicheskikh dannykh pri kontrole razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Processing and Interpretation of hydrochemical data in the control of development oil fields]. *Oil and Gas hydrogeology on modern stage (theoretical problems, regional models, practical issues)*. Coll. of sc. papers, pp. 271–289.
7. Rassokhin G.V., Leont'ev I.A., Petrenko V.I. and other. *Kontrol' za razrabotkoy gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [Control of development of gas and gas condensate fields]. Moscow: Nedra, 1979, 272 p.
8. Eclipse user's guide 2012.2. Schlumberger, 2012.