

ПОИСК ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА УГЛЕВОДОРОДЫ ОБЪЕКТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ГИС НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ САРГАЕВСКОГО ГОРИЗОНТА

Р.Р. Шайдуллин, аспирант

С.Е. Воронков, аспирант

Казанский (Приволжский) федеральный университет
(Россия, г. Казань)

DOI:10.24412/2500-1000-2022-4-1-66-73

Аннотация. В данной работе выполнена интерпретация данных ГИС по всему фонду скважин Бондюжского месторождения – от подошвы репера «аяксы» до кровли саргаевского горизонта. Объектом исследования является горизонт Dsr. Целью работы является выработка методики по поиску возвратных объектов в отложениях саргаевского горизонта на территории Бондюжского месторождения с целью дальнейшего изучения данной проблемы и прироста запасов.

Ключевые слова: саргаевский горизонт, возвратный объект, геофизический карттаж, прирост запасов.

Сегодня весьма актуальна проблема истощения запасов, вызванная выработанностью большинства месторождений Татарстана по терригенному девону. Большой фонд скважин, существующий на сегодняшний день, практически лишён возвратных объектов, т.е. объектов, которые в будущем будут разрабатываться скважинами, эксплуатируемыми в настоящий период другой объект разработки.

Целью настоящей работы является поиск таких возвратных объектов, благодаря которым возможно увеличение ресурсной минерально-сырьевой базы. Этот поиск будет вестись на основе фактических данных по скважинам, в которых были получены притоки нефти. Также будет осуществлена попытка выработки методики по поиску перспективных на УВ объектов на основе данных ГИС. В ходе работы выполнена качественная и количественная интерпретация первичного геолого-геофизического материала.

В качестве основного объекта исследований было выбрано Бондюжское нефтяное месторождение, расположенное в северо-восточной части Республики Татарстан. В тектоническом плане оно приурочено к юго-восточному склону Северо-Татарского свода. На месторождении продуктивными являются терригенные отло-

жения пашийского и тиманского горизонтов верхнего девона.

Так как месторождение находится в эксплуатации с середины XX века, сейчас оно находится на IV стадии разработки. В настоящее время как никогда актуален анализ систем разработки, переинтерпретация первичного геолого-геофизического материала, более углубленное изучение геологического строения месторождения в свете новых подходов к системам разработки, ориентированным как раз на месторождения, находящимся на поздних стадиях эксплуатации.

Материалы и методы. В основу данной работы положены результаты интерпретации и анализа данных ГИС всего фонда скважин Бондюжского месторождения – более 420 скважин. В результате в работе выделились следующие этапы:

- I этап – выбор эталонной скважины;
- II этап – интерпретация данных ГИС, создание базы данных по скважинам;
- III этап – работа с массивами данных, построение серии карт;
- IV этап – анализ построенных карт (прослеживание распространения интересующего пласта-коллектора, выделение аномальных зон);
- V этап – расчёт пористости и нефтенасыщенности по данным ГИС;

- VI этап – подсчёт начальных извлекаемых и балансовых запасов нефти.

I этап – выбор эталонной скважины

В качестве эталонной скважины была выбрана скважина № 210 (номера скважины здесь и в дальнейшем изменены в целях конфиденциальности). Данный выбор скважины обусловлен тем, что в ней был

получен приток нефти из интервала, находящегося в подошвенной части саргаевского горизонта. Также был получен приток по скважине № 426 из саргаевского и семилукского горизонтов (табл. 1). Но необходимо отметить, что в данной работе рассматривался только саргаевский горизонт.

Таблица 1. Результаты опробования скважин № 210 и 426 Бондюжского месторождения

№ скв.	Текущее состояние скважины	Месторождение	Горизонт	А.О. интервала опробования, м	Накопленный отбор нефти, т	Qн нач/мах, т/сут
210	В работе	Бондюжское	Саргаевский	-1430,7 — -1434,7	100 т	0,3/1
426	В работе		Саргаевский+доманиковский	-1373 — -1377; -1435 — -1437	100 т	2/2

Начальный дебит нефти по скв. № 210 крайне мал. Это закономерно, так как саргаевский горизонт слагается плотными карбонатными породами с крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами. По этой причине было решено провести большеобъемную соляно-кислотную обработку интервала опробования, при этом давление закачки не превышало давления разрыва породы. После проведения ГТМ дебит нефти увеличился почти в 9 раз. Подбор кислотной композиции проводился для каждой скважины индивидуально совместно с институтом ТатНИПИнефть. Собственно, эти фактические данные и ранее осуществлявшаяся добыча с пород семилукского горизонта и послужили основой для данной работы и последующего анализа.

II этап – интерпретация данных ГИС

II этап исследования получился самым объёмным и длительным: в общей сложности выполнена интерпретация данных ГИС более 420 скважин.

Остановимся подробнее на том, что же включала в себя интерпретация данных ГИС. Так как месторождение находится в эксплуатации с 1955 года, то большая часть скважин пробурена в промежутке 1955-1990 гг., а это значит, что работать приходилось также и с нецифрованными данными – «каротажками на кальке».

Перед началом масштабной работы была определена интересующая толща для интерпретации: от регионального репера

«аяксы» до кровли саргаевского горизонта. Интерпретация включала отбивку границ следующих интервалов: репера «аяксы», саргаевского горизонта и перспективного на углеводороды пропластка в саргаевском горизонте. Все полученные отметки внеслись в переходную электронную таблицу (MS Excel®).

Необходимо отметить, что при переинтерпретации скважин советских годов и скважин 2000-х гг. невозможно увязывать между собой в единую шкалу измерений нейтронные методы, в частности НГК и ННК. По этой причине учёт значений по этим геофизическим методам пришлось разделить.

Радиоактивный каротаж эталонной скважины № 210 с разбивкой по интересующей толще приведён ниже (рис. 1). Сначала отбивалась кровля и подошва «аяксов», репера, имеющего региональное распространение и легко выделяющегося на каротажных диаграммах по максимальным значениям нейтронных методов и минимальным значениям ГК. Затем выше по разрезу определялись границы саргаевского горизонта (между подошвой сарга и кровлей «аяксов» находится глинистая перемычка кровельной части тиманского горизонта). После этого устанавливалась кровля и подошва нефтенасыщенного пропластка, который находится в подошвенной части сарга (условно назовём его Dsr1). Следует отметить, что нефтенасыщен данный пропласток по скважине

№ 210, в дальнейшем он рассматривается как потенциально нефтеносный.

По данному интервалу фиксировались значения по следующим геофизическим методам: НГК, ННК, ГК и КС.

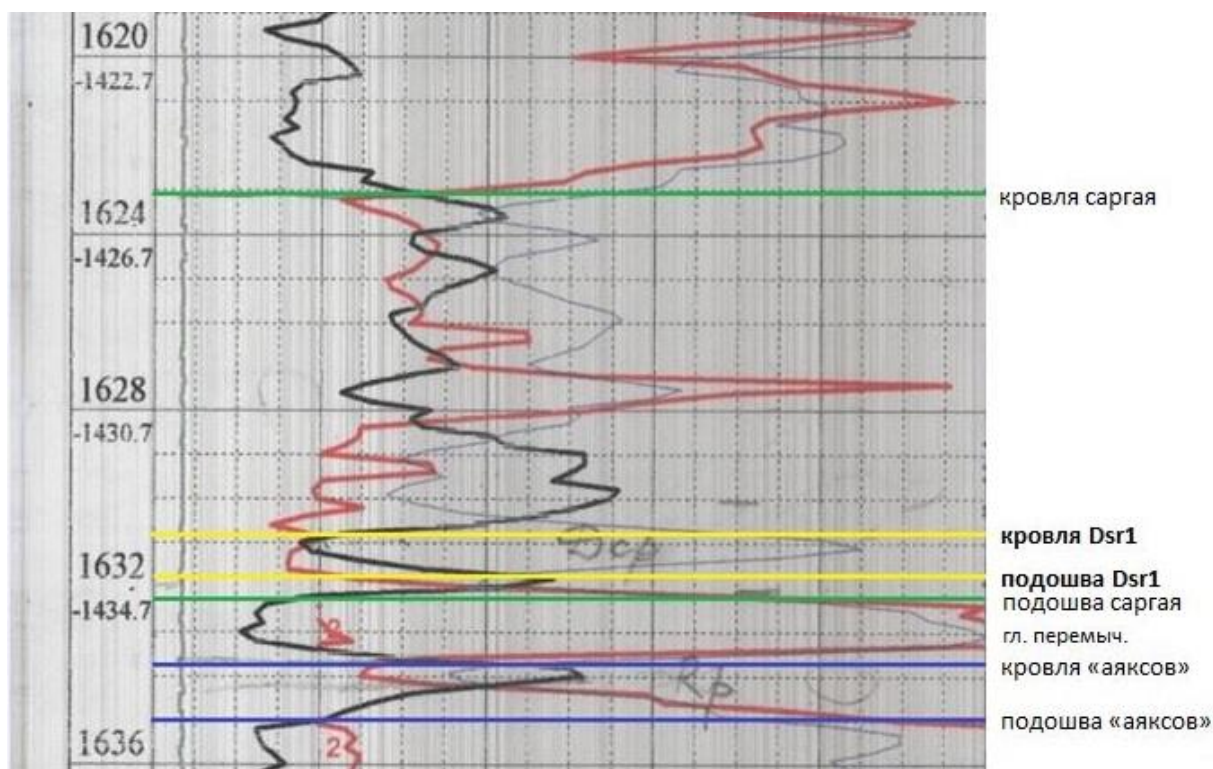


Рис. 1. Схема отбивки по радиоактивному каротажу границ интересующей толщи верхнего девона на примере эталонной скважины № 210

III этап – построение серии карт

По окончании второго этапа начался процесс непосредственной работы с полученным массивом данных.

Были построены следующие карты:

- структурные карты по кровле саргаевского горизонта и кровле репера «аяксы»;
- карта потенциально нефтенасыщенных толщин по перспективному на УВ пропластку Dsr1;
- карты распределения значений КС, ГК, НГК и ННК по перспективному на УВ пропластку Dsr1. Для построения этих карт использовалось программное обеспечение (ПО) компании Golden Software© Surfer®, отличающееся простотой в загрузке и подготовке данных для расчётов и построений.

Результаты и обсуждение.

IV этап – анализ построенных карт, выделение перспективных зон

По завершении III этапа был проведен анализ построенных карт и выделены наиболее перспективные площадные зоны.

Структурная карта по кровле саргаевского горизонта в целом повторяет очертания повышенных и погруженных участков структурной карты по кровле «аяксов», то есть в целом эти карты имеют структурную согласованность.

На карте потенциально нефтенасыщенных толщин показаны участки с толщинами более 0,4 м, то есть те, которые будут учитываться при подсчёте запасов. В итоге отсеивания из более 420 скважин осталось около 160. Интервал Dsr1 практически отсутствует в южной части месторождения, а в центральной и северной частях имеет мозаичное распространение.

На картах распределения значений по нейтронным методам выделены участки с наименьшими значениями, характеризующие наиболее разуплотненные области в карбонатных породах.

На карте распределения значений по ГК также определены зоны с наименьшими показаниями, свидетельствующие, как

правило, о низкой заглинизированности карбонатных пород.

На карте распределения значений по КС выделены области минимальных значений, которые соответствуют разуплотнению карбонатных пород. Плотные карбонаты обладают более высоким электрическим

сопротивлением, чем менее плотные, хоть и насыщенные УВ.

Учитывая все построенные выше карты, был проведён их анализ и выделены наиболее перспективные площадные зоны (рис. 2).

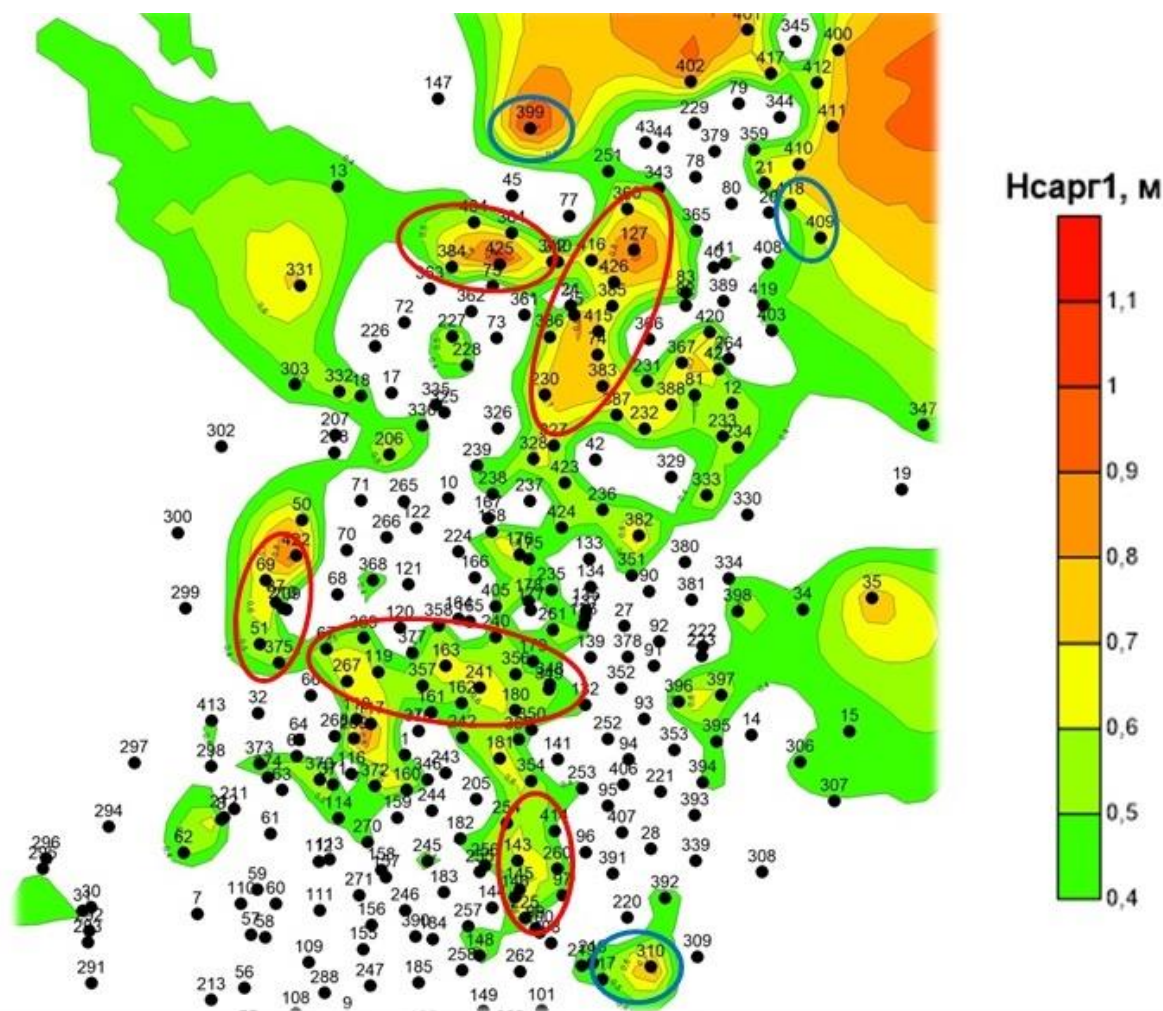


Рис. 2. Карта расположения наиболее перспективных площадных зон для испытания потенциально нефтенасыщенного пропластка Dsr1 (красная окантовка – это наиболее перспективные зоны, синяя – зоны, перспективность которых требует уточнения)

V этап – расчёт пористости и нефтенасыщенности

Прежде, чем приступить к следующему этапу (подсчёт запасов), было решено рассчитать коэффициенты пористости и нефтенасыщенности по данным ГИС. Так как эти параметры были известны и рассчитаны по керну из семилукского горизонта на территории Елабужского месторождения, то, конечно, можно было бы прибегнуть к известному методу аналогии (что, впрочем, и было сделано в отноше-

нии других параметров). Но было интересно попытаться определить данные значения по каротажным материалам и сопоставить их с уже известными значениями на Елабужском месторождении.

Разумеется, перед началом работы были исключены скважины, в которых толщина Dsr1 была меньше 0,4 м. Таким образом, в расчёт были вовлечены около 160 скважин.

При определении пористости пластов по данным радиоактивного каротажа

наиболее часто в Республике Татарстан применяется методика «двух опорных пластов». Преимущество методики состоит в том, что при ее применении нивелируется влияние скважинных условий и некоторых особенностей аппаратуры, исключается необходимость специальных эталонных и калибровочных моделей пластов. При этом определяются относительные разностные параметры:

$$A_{\text{НГК}} = \frac{I_{\text{НГК}} - I_{\text{НГК}}^{\text{мин}}}{I_{\text{НГК}}^{\text{макс}} - I_{\text{НГК}}^{\text{мин}}}, \quad (1)$$

$$A_{\text{ГК}} = \frac{I_{\text{ГК}} - I_{\text{ГК}}^{\text{мин}}}{I_{\text{ГК}}^{\text{макс}} - I_{\text{ГК}}^{\text{мин}}}, \quad (2)$$

где $I_{\text{НГК}}$, $I_{\text{НГК}}^{\text{мин}}$ и $I_{\text{НГК}}^{\text{макс}}$ – значения НГК в интервалах исследуемого пласта и опорных пластов глин и плотных карбонатных пород, исправленные с учетом влияния фона естественного гамма-излучения, а также скважинных и аппаратурных помех; $I_{\text{ГК}}$, $I_{\text{ГК}}^{\text{макс}}$, $I_{\text{ГК}}^{\text{мин}}$ – значения ГК в интервалах исследуемого пласта и опорных пластов глин и карбонатных пород с наименьшим содержанием радиоактивных элементов.

В качестве первого опорного пласта для определения $A_{\text{НГК}}$ берутся глины ближайшего горизонта, а качестве второго опорного пласта служат наиболее плотные в разрезе карбонатные породы верхнефаменского подъяруса (табл. 2).

Таблица 2. Выбор опорных пластов при определениях $K_{\text{п}}$ по данным ГК и НГК

Ярус, подъярус, горизонт	Интервалы, где оцениваются экстремальные значения ГК и НГК			
	$I_{\text{НГК}}^{\text{макс}}$	$I_{\text{НГК}}^{\text{мин}}$	$I_{\text{ГК}}^{\text{макс}}$	$I_{\text{ГК}}^{\text{мин}}$
тиманский (кыновский), пашийский, ардаговский, воробьевский горизонты	верхнефаменский подъярус	тиманский (кыновский) горизонт	тиманский (кыновский) и пашийский горизонты	турнейский и фаменский ярусы
семилукский (доманиковский) и речицкий (бурегский) горизонты	верхнефаменский подъярус	тиманский (кыновский) горизонт	семилукский (доманиковский) горизонт	турнейский и фаменский ярусы
верхнефаменский подъярус, турнейский ярус, бобриковский, тульский и алексинский горизонты	верхнефаменский подъярус	елховский и радаевский, бобриковский и тульский горизонты	елховский и радаевский, бобриковский и тульский горизонты	турнейский и фаменский ярусы
протвинский горизонт, башкирский и московский ярусы	верхнефаменский подъярус или алексинский горизонт	верейский горизонт	верейский горизонт	башкирский ярус

Так как саргаевский горизонт относится к доманиковым отложениям, то в качестве опорных пластов принимались интервалы, соответствующие семилукскому и речицкому горизонтам.

Расчёт пористости по ННК также осуществлялся по методике «двух опорных пластов».

Для глинистых карбонатов пористость определяется по формуле:

$$K_{\text{п}} = a \cdot e^{(-b \cdot A_{\text{НГК}})} - c \cdot A_{\text{ГК}}^d \quad (3)$$

С использованием формулы (3) получены зависимости для определения $K_{\text{п}}$ почти во всех продуктивных горизонтах месторождений Татарстана, по которым имеется керновый материал и определения по нему открытой пористости. Значения коэффициентов a , b , c и d в этих зависимостях известны и представлены в таблице 3.

Таблица 3. Коэффициенты для определения пористости пластов по данным ГК-НГК (аппаратура ДРСТ) в карбонатных отложениях палеозоя месторождений РТ по формуле (3) (K_p в д.ед., $A_{НГК}$ и $A_{ГК}$ в усл.ед.)

Ярус, горизонт	Тектонический элемент	Коэффициенты				Кол-во обр. керна
		a	b	c	d	
Семилукский (доманиковский) горизонт	Сводовая часть ЮТС, Западный склон ЮТС, северный и северо-восточный склон ЮТС	0,339	3,47	1,36	2,12	-
Речицкий (бурегский) горизонт	ЮТС, юго-восточный склон СТС	0,339	3,47	1,3	1,84	-

Продуктивные пласты на месторождениях Татарстана отличаются малым газосодержанием. Поэтому количественно в них оценивается коэффициент нефтенасыщенности (K_n) по следующей формуле:

$$K_n = 1 - \frac{(a \cdot b \cdot \rho_s)^{\frac{1}{n}}}{K_p^{\frac{m}{n}} \cdot \rho_n^{\frac{1}{n}}} \quad (4)$$

где a , m , b , n – коэффициенты, определяющиеся на основании данных лабораторных анализов образцов керна (даны в таблице 4), ρ_v – УЭС пластовой воды в Ом·м, K_p – коэффициент пористости в д.ед., ρ_n – УЭС исследуемого пласта в Ом·м [28].

Таблица 4. Зависимости для определения коэффициента нефтенасыщенности по формуле (4) (K_n и K_p в д.ед., ρ_v Ом·м)

Ярус, горизонт	Тектоническая (петрофизическая) зона	Коэффициенты				ρ_v , Ом·м	Кол-во опред.
		a	m	b	n		
Евлано-Ливенский	Сводовая часть ЮТС, юго-восточный склон СТС	6,4669	1,07	1,4125	1,26	0,04	43

После расчёта K_p и K_n по всем 170 скважинам были определены их средне-взвешенные по толщине значения. В итоге было получено: $K_p = 10,05\%$, $K_n = 65,17\%$. Для сравнения: на Елабужском месторождении по семилукскому горизонту $K_p = 11\%$, $K_n = 67\%$.

VI этап – подсчёт начальных извлекаемых и балансовых запасов нефти.

Для подсчёта начальных извлекаемых и балансовых запасов нефти (табл. 5) в сар-

гаевском горизонте использовалась формула подсчёта запасов объёмным методом.

Значения некоторых необходимых подсчётных параметров ($K_{ИН}$, пересчётный коэффициент, плотность нефти) взяты по аналогии с семилукским горизонтом Елабужского месторождения, из которого были получены притоки нефти. Елабужское месторождение в тектоническом отношении находится, как и Бондюжское, на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода.

Таблица 5. Подсчёт начальных извлекаемых и балансовых запасов нефти

S , тыс. м ²	$H_{\text{сред.}}$, м	K_p , %	K_n , %	θ , д. ед.	ρ_n , т/м ³	$Q_{\text{НБЗ}}$, тыс. т	$K_{\text{ИН}}$, %	$Q_{\text{НИЗ}}$, тыс. т
14 858,2	0,6	10,05	65,17	0,935	0,918	501	25	125

$H_{\text{сред.}}$ – средняя толщина интервала $Dsr1$;

S – площадь, на которой распространён интервал $Dsr1$.

Заключение. В данной работе осуществлена попытка найти возвратные объекты в горизонте Dsg на территории Бондюжского месторождения, который приурочен к среднефранскому подъярису верхнего девона.

На основании проведенной работы и анализов сделаны выводы о перспективности разработки карбонатных коллекторов саргаевского горизонта на территории северо-востока РТ. Выделены наиболее перспективные участки на месторождениях, требующих испытания.

За большой период изучения доманиковых отложений накоплен значительный фактический материал, обобщение и переинтерпретация которого на основе совре-

менных технологий и достижений геологической науки должны позволить понять природу феномена и перейти от этапа его хаотического разбуривания к высокоэффективному, научно-обоснованному прогнозированию, оконтуриванию и освоению продуктивных зон. Ожидаемые результаты позволят сконцентрировать ГРП на высокоперспективных участках, отличающихся улучшенными фильтрационными свойствами и, соответственно, повышенными добычными возможностями скважин. Кроме этого, будут геологически обоснованы технологические решения к эффективному освоению нефтяного потенциала доманиковых отложений.

Библиографический список

1. Бадамшин Э.Э. Критерии оценки перспектив нефтеносности карбонатных отложений. – Казань: Изд-во КГУ, 1978. – 167 с.
2. Балабанов Ю.П., Зинатуллина И.П. Результаты геофизических исследований для решения некоторых задач нефтепромысловой геологии: учеб.-метод. пособие по курсу ГИС / Ю.П. Балабанов, И.П. Зинатуллина. – Казань: Казан. ун-т, 2017. – 56 с.
3. Васин Я.Н., Кухаренко Н.К., Тюкаев Ю.В. Методика определения пористости карбонатных пластов по данным нейтронного метода с серийной аппаратурой радиоактивного каротажа. Временное наставление. – М.: Изд. ВНИИЯГТ, 1968. – 112 с.
4. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М.: Изд-во «Недра», 1978. – 318 с.
5. Воронков С.Е. Поиск перспективных на углеводороды объектов на основе геолого-геофизических данных в отложениях саргаевского горизонта на примере одного из месторождений юго-восточного склона Северо-Татарского свода – «Геология в развивающемся мире»: сбор. науч. трудов по материалам XI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых: в 3-х т. / отв. ред. А.Б. Трапезникова; ПГНИУ. – Т. II – с. 46-49. – Пермь, 2018.
6. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: «Недра», 1972. – 365 с.
7. Кирюхина Т.А. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т.А. Кирюхина, Н.П. Фадеева, А.В. Ступакова, Е.Н. Полудеткина, Р.С. Сауткин // Геология нефти и газа. – 2013. – №3. – С. 76-87.
8. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие / ПГТУ, Пермь, 2007. – 317 с.
9. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. 2-е изд., перераб. – М.: Недра. – 1981. – 182 с.
10. Стандарт организации «Интерпретация ГИС, алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан» [Текст, формулы, таблицы]. – Альметьевск, 2013. – 33 с.
11. Хисамов Р.С. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана / Р.С. Хисамов, Е.Д. Войтович, В.Б. Либерман и др. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ – 2006. – 328 с.

SEARCH FOR OBJECTS PROMISING FOR HYDROCARBONS USING WELL LOGGING METHODS ON THE EXAMPLE OF DEPOSITS OF THE SARGAEV HORIZON

R.R. Shaidullin, *Graduate Student*

S.E. Voronkov, *Graduate Student*

Kazan (Volga Region) Federal University
(Russia, Kazan)

***Abstract.** This work presents interpretation of well logging data of all well sock of Bondyuzhinskoe oilfield: from "ayaksy" benchmark to roof of sargaev horizon. Object of research is Dsr. horison. The purpose of this work is to develop a methodology of prospecting returnable objects in deposition of sargaev horizon on the territory of Bondyuzhskoe oilfield with the aim of further studying this problem and increasing the mineral resource base of the Russian Federation.*

***Keywords:** sargaev horizon, returnable objects, geophysical logging, stocks gain.*