

Казанский Федеральный Университет
Кафедра геологии нефти и газа им. ак. А.А. Трофимука
Kazan Federal University,
A.A. Trofimuk Department of Oil and Gas Geology

Локально нефтеносные залежи бурежского горизонта
(Ромашкинское месторождение)
Locally oil deposits of the Bureg horizon
(Romashkinskoye field)

Успенский Борис Вадимович, Uspenskij Boris Vadimovich^a,
Салахова Миляуша Фаиловна, Salahova Miliarusha Failovna^b

доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры геологии нефти и газа им. ак. А.А. Трофимука^a
аспирант кафедры геологии нефти и газа им. ак. А.А. Трофимука^b
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казань, Россия
E-mail: borvadus@rambler.ru^a, milkatatar1@gmail.com^b

Аннотация: В работе рассмотрена проблема поиска трудноизвлекаемых запасов нефти в ранее не эксплуатируемых горизонтах и ярусах на уникальном Ромашкинском месторождении. В процессе работы были проведены обработка и переинтерпретация геолого-геофизического материала, анализ отобранного керна. Объектом исследования является бурежский (ранее мендымский) горизонт. Характер распространения пласта, выявленного как перспективный резерв восполнения нефтяных ресурсов, разрозненный.

Ключевые слова: мендымский горизонт, бурежский горизонт, неоднородность, интерпретация, верхний девон, локальные залежи.

Abstract: This paper considers the problem of searching for hard-to-recover oil reserves in previously unexploited horizons and tiers at the unique Romashkinskoye field. During the research, processing and reinterpretation of geological and geophysical material were made. The selected core was analyzed. The object of the study is the Bureg (formerly Mendym) horizon. The nature of the distribution of the reservoir, identified as a promising reserve for replenishment of oil resources, is nonuniformity.

Keywords: Mendym horizon, Bureg horizon, nonuniformity, interpretation, Upper Devonian, oil deposit.

Введение (Introduction)

По отложениям палеозоя на территории в основном юго-востока Татарстана в целом уже доказана промышленная нефтеносность доманиковского горизонта, фаменского яруса, тульского горизонта, намюрского и башкирского ярусов, верейского и каширского горизонта, кунгуро-артинских отложений. Имеются нефтепроявления и в других частях геологического разреза. Таким образом, весь комплекс палеозойских отложений Татарстана является потенциально нефтеносным. Однако, при опосковании, естественно, не следует ожидать широко развитых и больших по толщине пластов-коллекторов, скорее это будут весьма неоднородные и относительно тонкие пропластки линзовидного строения.

Неоднородность литолого-петрографического состава пород, слагающих геологический разрез поисковых объектов, частая фациальная изменчивость указывает на нестабильный гидродинамический режим осадконакопления и интенсивные вторичные процессы изменения пород.

В разрезе отложений верхнего девона выделяются франский (Д31) и фаменский (Д32) ярусы, подразделяющиеся на нижний, средний и верхний подъярусы. В среднефранском подъярусе (Д312) выделяется бурежский горизонт (Д3br, ранее мендымский), который сложен известняками серыми и светло-серыми, в основном тонкозернистыми неравномерно перекристаллизованными и кальцитизированными, прослоями доломитизированными, с неровными поверхностями напластования, участками отмечается неравномерное нефтенасыщение.

Отложения бурежского горизонта относятся к локально нефтеносным, однако их изученность остается недостаточной. Выделение пород-коллекторов в карбонатном разрезе и определение характера их насыщения затрудняется сложностью порового пространства пород, изменениями коллекторских особенностей, как по площади, так и по разрезу. Также вскрытие карбонатных коллекторов бурением часто сопровождается образованием в них зон глубокого проникновения фильтрата промывочной жидкости, что, в свою очередь, затрудняет определение удельного сопротивления коллектора.

Материалы и методы исследования (для экспериментального исследования) или **ведущий подход** (для теоретического исследования)
(Materials and Methods)

На одной из площадей с целью изучения отложений бурежского горизонта был подобран участок площадью 36,18 км². В 2017 году на данном участке пробурена скважина №117 с отбором керна, макроописания которого представлено в таблице 1. В дальнейшей работе данная скважина взята за опорную.

При обработке данных ГИС скважины №117 использовали следующий комплекс методов: КС, ПС, ДС, ГК, НГК. Так как на каротажных кривых методов ИК и БК не отмечается нефтенасыщение, выделенное по керну, эти методы не были учтены при интерпретации и выделении нефтенасыщенного пропластка.

На данный момент по выбранному участку выполнена оцифровка материалов ГИС и детальная корреляция отложений пашийского, кыновского, саргаевского, семилукского и бурежского горизонтов по ряду скважин.

Результаты (Results)

В скважине №117 в интервале 1592-1607 м (1320,3-1335,3 м по абсолютной глубине) отмечен пласт МН-1. В подошве пласта в интервале 1605-1607 м выделен нефтяной пропласток (рисунки 1): известняк коричнево-серый, пятнисто неравномерно нефтенасыщенный, в основном мелкозернистой размерности, тонкопористый в нефтенасыщенных участках, серые разности плотные. Отмечаются тонкие, как правило, затухающие системы микротрещин, трещинки от извилистых до прямолинейных. Все трещинки выполнены нефтью.



Рисунок 1 – Фотография лотков отобранного керна пласта МН-1

Таблица 1 - Послойное макроописание части керна скв. №117

Интервал долбления, м	Толщина слоя по керну, м	Место взятия образца, м	Номер образца	Послойное описание керна
1592,0-1607,0	0,65	0,10	1	Известняк серый, доломитистый, мелкозернистый, плотный, горизонтально-слоистый.
	0,10			Известняк серый, скрытокристаллический, окремнелый.
	0,21			Известняк серый, доломитистый, кремнистый, плотный, с включениями обломочного материала окатанной формы.
	0,15			Ритмичное чередование темно-серых кремнистых и серых известковых прослоев. По внешней поверхности керна и по плоскости наложения отмечаются отпечатки ракушек и примазки нефти.
	0,40	1,20	2	Серая кремнисто-известковая порода с прослоем известняка серого, мелкозернистого.
	0,30	1,60	3	Темно-серые карбонатно-кремнистые высокоуглеродистые породы, горизонтально-слоистые.
	2,80	3,00	5	Темно-серые, почти черные горизонтально-слоистые высокоуглеродистые, карбонатно-кремнистые породы. По слою отмечаются признаки трещиноватости.
	0,10	5,78	6	Серая кремнисто-карбонатная порода,

				ПЛОТНАЯ.
--	--	--	--	----------

По результатам лабораторных исследований известняк в нефтеносном пропластке имеет пятнисто-полосчато неравномерное нефтенасыщение и нефтенасыщение по трещинам, среднюю пористость 4,79%, проницаемость 0,41 Д [1].

На детальной интерпретации данных геофизических исследований скважин по стволу скважины №117 продуктивный пропласток выделяется следующим образом:

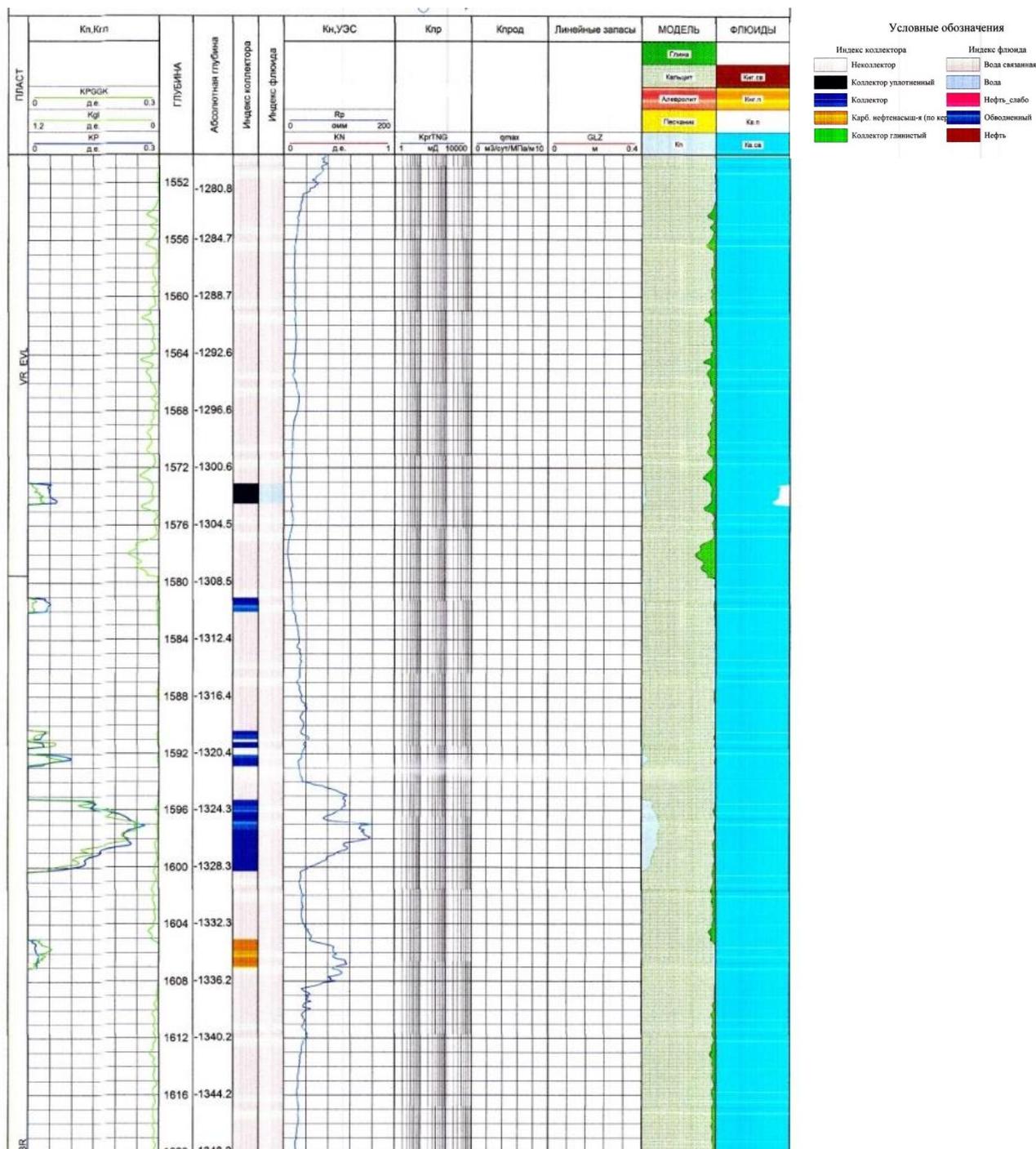


Рисунок 2 – Детальная интерпретация по стволу скв.№ 117

Эффективность применения технологии автоматического литологического расчленения разреза и оценки характера насыщения коллекторов достаточно высока, однако часто возникает необходимость корректировки границ пластов вручную. При этом используются критерии выделения пластов-коллекторов в карбонатном разрезе и разделения их на нефтеносные, водоносные и

промежуточные разности.

Знания лишь пористости пластов становится недостаточным для уверенного выделения в разрезе коллекторов. Поэтому пласты с пористостью 8 % и менее до некоторого граничного значения могут относиться лишь к возможным или уплотненным коллекторам, при значениях пористости меньше граничного значения пласты относятся к неколлекторам [5]. Уверенно нефтеносными характеризуются лишь надежно выделяемые коллекторы, пласты, отнесенные к возможным (или уплотненным) коллекторам, характеризуются лишь как возможно нефтеносные при соответствующих значениях параметров.

На подобранных для корреляции скважинах [2,3,4] отчетливо отмечается пласт МН-1, а также в его подошве продуктивный пропласток (рисунок 4). Вероятность нефтенасыщения выделяется на некоторых скважинах, для подтверждения которого необходимо проведение дополнительного ряда геофизических или скважинных испытаний.

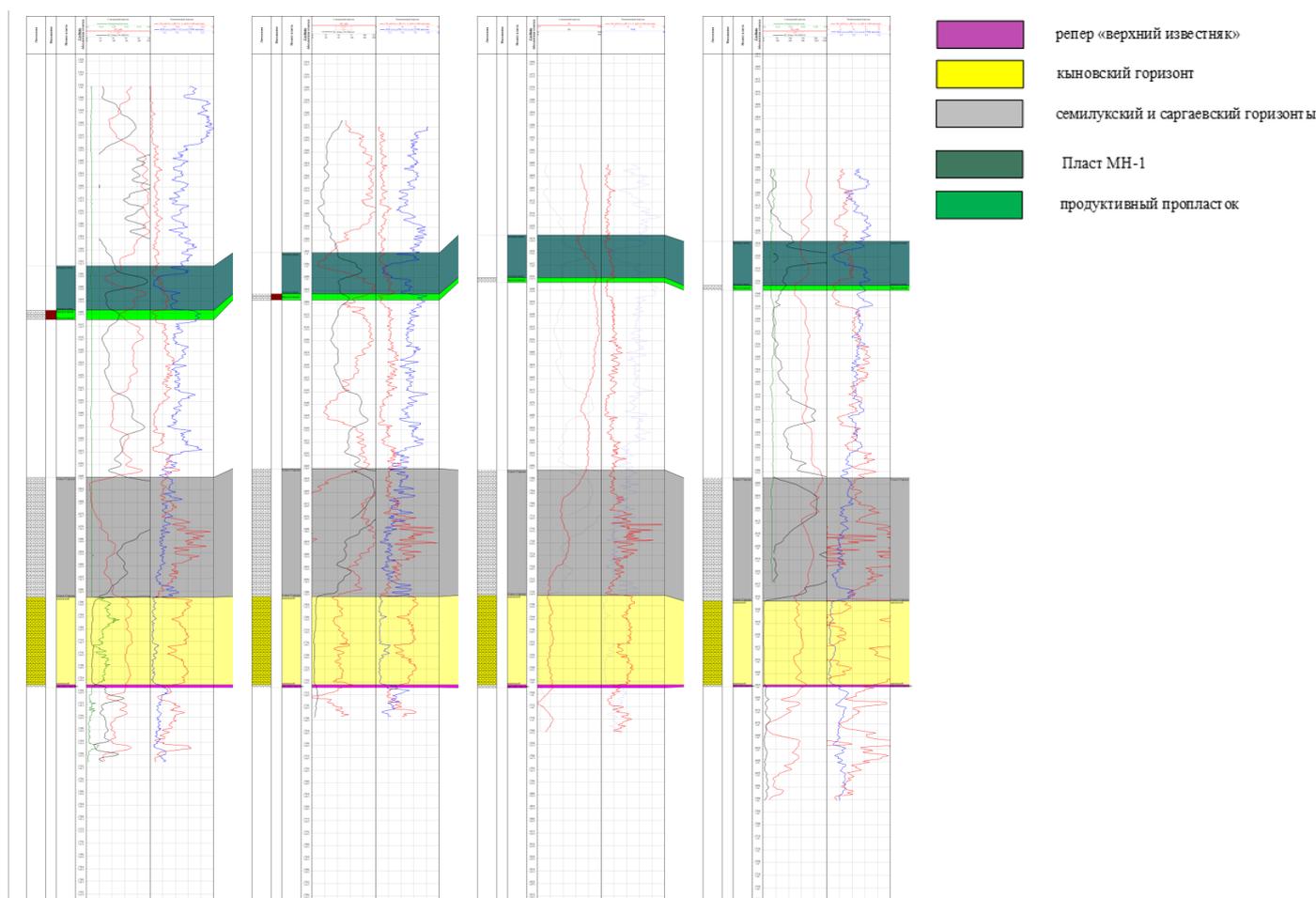


Рисунок 3 - Корреляция по линии 4-х скважин (с 3 на В)

Заключение (Conclusions)

В целом, по результатам детальной корреляции скважин и анализа кернового материала, можно сделать следующие выводы:

1. Бурегский (ранее мендымский) горизонт представляет собой чередование плотных разностей карбонатных пород.
2. Карбонатные породы-коллекторы в литологическом отношении представлены - кремнистыми известняками.
3. Бурегский горизонт можно рассматривать как возможный объект для исследования локальных залежей, характера их распространения.

Для определения зависимостей распространения и характера залегания бурегского горизонта, необходимо продолжить работы по дальнейшему изучению его геологического строения.

Представленная в работе интерпретация комплексных данных ГИС и изучение кернового материала позволяют существенно повысить эффективность решения поисково-разведочных задач по скважинным данным:

- выделения коллекторов;
- прогноза отдающих возможностей пласта;
- оценки подсчетных параметров.

Список литературы (References):

1. Губайдуллин, А.А. Оценка граничных пределов пород-коллекторов продуктивных горизонтов карбона Татарии по керну в связи с подсчётом запасов нефти / А.А. Губайдуллин, В.Г. Безродных, Е.А. Козина. //Труды /ТатНИПИнефть. Бугульма, 1983. - Вып. 52.
2. Шакиров, В.А. Методика интерпретации геолого-геофизических материалов семилукско-мендымских отложений Ромашкинского месторождения / В.А. Шакиров //Тезисы докл. науч.- практич. конф. - Санкт-Петербург, 2005 С.308 - 309.
3. Шакиров, В.А. Методика интерпретации материалов ГИС в карбонатных отложениях семилукского и мендымского горизонтов Ромашкинского месторождения / В.А. Шакиров, Ю.В. Кормильцев. «Каротажник» Тверь, 2005. - Вып. 1 (128). - С.27-33.
4. Шакиров, В.А. Геолого-промысловые особенности скоплений нефти в отложениях семилукского и мендымского горизонтов Ромашкинского месторождения / В.А. Шакиров, В.Н. Долженков, Ю.В. Кормильцев. //Сборник докладов науч.- практич. конф. Бугульма, 2006.
5. Ханин, А.А. Установление геолого-физических параметров продуктивных пластов в связи с подсчетом запасов нефти и газа / А.А. Ханин. //Советская геология. М.: Госгеолтехидат, 1958. №10. - С. 86-99.