

Вещественный состав флюидоупоров верхнедевонской карбонатной толщи Волго-Уральского региона и методика их выделения по данным геофизических исследований скважин

Нигматзянова А.М., Мирнов Р.В., Бурикова Т.В., Бакиров Р.Д., Шавалиев В.И.

ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
nigmatzyanovaam@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Верхнедевонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции являются перспективными для поиска нефти. Важный фактор при прогнозе развития ловушек — наличие или отсутствие пород-флюидоупоров.

Актуальность темы связана с возможностью прогнозировать распространение пород-флюидоупоров методами ГИС и, следовательно, повышение эффективности поисково-разведочных работ.

В статье представлена методика выделения флюидоупоров по каротажным данным, основанная на литологическом изучении керна и подтвержденная результатами испытаний.

В результате проведенного анализа получены граничные значения по различным геофизическим параметрам, которые позволяют выделять непроницаемые толщи.

Материалы и методы

Методика создавалась на данных 15 месторождений Волго-Уральского региона, изучено более 500 пог. м керна из интервалов неколлекторов.

За эталонные принимались скважины с прямым признаком наличия флюидоупора: где по результатам опробования ниже интервала развития флюидоупора получена нефть, выше — пластовая вода.

Проведена литологическая дифференциация на основе методов ГИС, определена мощность, рассчитаны основные параметры.

Ключевые слова

флюидоупоры, верхнедевонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, геофизические параметры, известняки

Для цитирования

Нигматзянова А.М., Мирнов Р.В., Бурикова Т.В., Бакиров Р.Д., Шавалиев В.И. Вещественный состав флюидоупоров верхнедевонской карбонатной толщи Волго-Уральского региона и методика их выделения по данным геофизических исследований скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. **–**. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-**

Поступила в редакцию: 10.04.2022

GEOLOGY

UDC 550.8.056 | Original Paper

Upper Devonian carbonate deposits seals composition Volga-Ural region and the method of their identification based on well logging data

Nigmatzyanova A.M., Mirnov R.V., Burikova T.V., Bakirov R.D., Shavaliyev V.I.

“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
nigmatzyanovaam@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The Upper Devonian deposits of the Volga-Ural oil and gas province are promising for oil exploration. An important factor in predicting the development of traps is the presence or absence of seal rocks. The relevance of the topic is the ability to predict the distribution of seal rocks using well logging methods and, consequently, increase the efficiency of exploration work.

The article presents a technique for separating fluid seals from well log data, based on lithological study of the core and confirmed by test results. As a result of the analysis, boundary values were obtained for various geophysical parameters, which make it possible to distinguish impermeable strata.

Materials and methods

The technique was created on the basis of data from 15 deposits of the Volga-Ural region, more than 500 linear meters were studied. core from non-reservoir intervals. Wells with a direct sign of the presence of a seal were taken as reference: where, according to the results of testing, below the interval of development of the seal, oil was obtained, and above – formation water. Lithological differentiation was carried out

on the basis of logging methods, the thickness was determined, and the main parameters were calculated.

Keywords

seals, Upper Devonian deposits of the Volga-Ural oil and gas province, geophysical parameters, limestones

For citation

Nigmatzyanova A.M., Mirnov R.V., Burikova T.V., Bakirov R.D., Shavaliyev V.I. Upper Devonian carbonate deposits seals composition Volga-Ural region and the method of their identification based on well logging data. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. **–**. (In Russ).

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-**-**

Received: 10.04.2022

Одним из ключевых аспектов стратегии восполнения сырьевой базы ПАО «НК «Роснефть» наряду с геолого-разведочными работами является анализ уже пробуренного фонда скважин с целью поиска пропущенных перспективных интервалов разреза.

Верхнедевонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции являются перспективным объектом для поиска нефти, что подтверждается многочисленными открытыми залежами.

В верхнедевонской карбонатной толще выделяется до 8 потенциально-продуктивных пластов, из которых, по статистике, нефтенасыщенными оказываются лишь 2–3. Интервалы коллекторов характеризуются смешанным типом пустотного пространства, неоднородным литологическим составом, что затрудняет прогноз нефтенасыщенности. Важным фактором неопределенности при прогнозе развития ловушек является вероятность отсутствия флюидоупоров, которые имеют сложное неравномерное распространение, определяемое геологическими особенностями строения верхнедевонских палеошельфов. В работе [1] выделены зоны распространения и отсутствия флюидоупоров на Башкирском и Южно-Татарском палеошельфах, а также переходные зоны, в которых оценка изолирующих свойств потенциальных флюидоупоров затруднительна. В связи с этим при выборе интервалов испытаний в скважинах с неоднозначным насыщением в переходной зоне важно определить наличие или отсутствие надежной покрышки методами геофизических исследований скважин (ГИС).

Стоит отметить, что задача выделения пород-флюидоупоров методами ГИС является непростой ввиду неприменимости универсальных граничных критериев для пород разного состава и возраста [2–4]. Предложенная методика оценки флюидоупоров основана на выявленных литологических особенностях фаменского яруса и подтверждена данными испытаний.

Вещественный состав флюидоупоров

Флюидоупоры фаменского яруса характеризуются сложным неоднородным строением, чаще всего они представлены переслаиванием нескольких литологических разностей.

Выделено три литологических типа пород, которые могут служить флюидоупором. Все они представлены известняками с различной степенью глинистости. Следует отметить, что в таком разделении есть доля условности, т.к. все три литотипа связаны генетически и образуют переходные разности. Главными критериями их разделения служили минералогический состав (процент содержания глинистых минералов) и структурно-текстурные особенности, определяющие степень неоднородности пород. Ниже приведена характеристика каждого из литотипов пород-флюидоупоров.

Литотип А. Известняки сильноглинистые (до глин известковых) зеленовато-серые, серые, горизонтально-слоистые (рис. 1а). Глинистость варьирует от 25 до 77 % по изученным образцам. Преобладающим глинистым минералом является иллит, присутствует незначительная примесь каолинита, слюд, реже хлорита, карбонатная составляющая представлена исключительно кальцитом. Для пород характерна латеральная выдержанность. Прослои имеют толщину от нескольких сантиметров до 1–1,5 м.

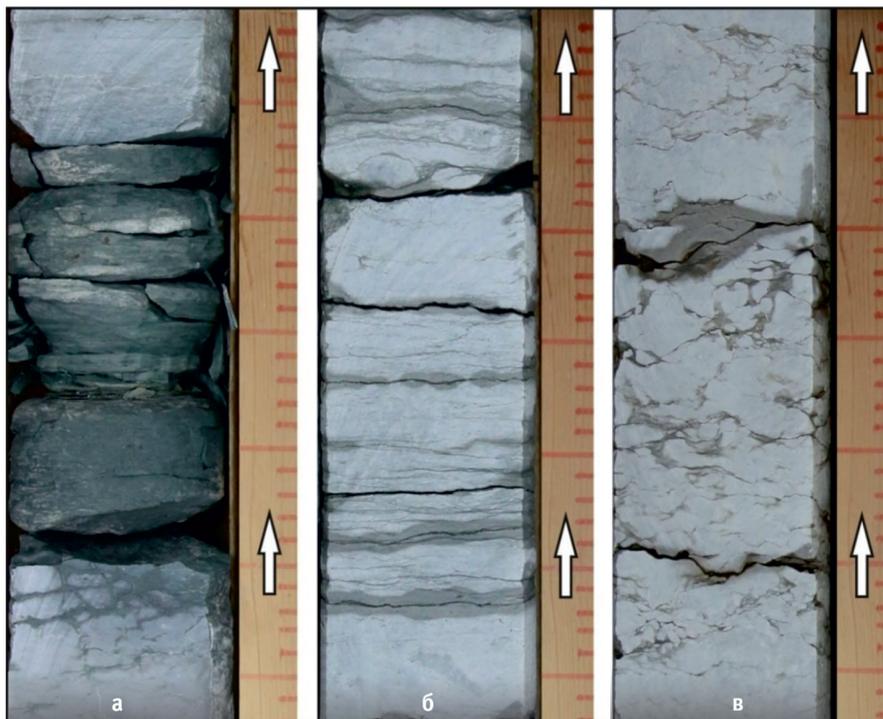


Рис. 1. Литологические типы флюидоупоров фаменского яруса: а — глины известковые, б — известняки пелитоморфные с глинистыми прожилками, в — известняки желваковые с глинисто-карбонатным заполнителем. Цена деления линейки — 1 см, стрелки направлены от подошвы к кровле

Fig. 1. Lithological types of seals of the Famennian stage: а – calcareous clays, б – pelitomorphic limestones with subhorizontal clay gouges, в – nodular limestones with clay-carbonate filler. Scale spacing is 1 cm, the arrows are directed from the bottom up

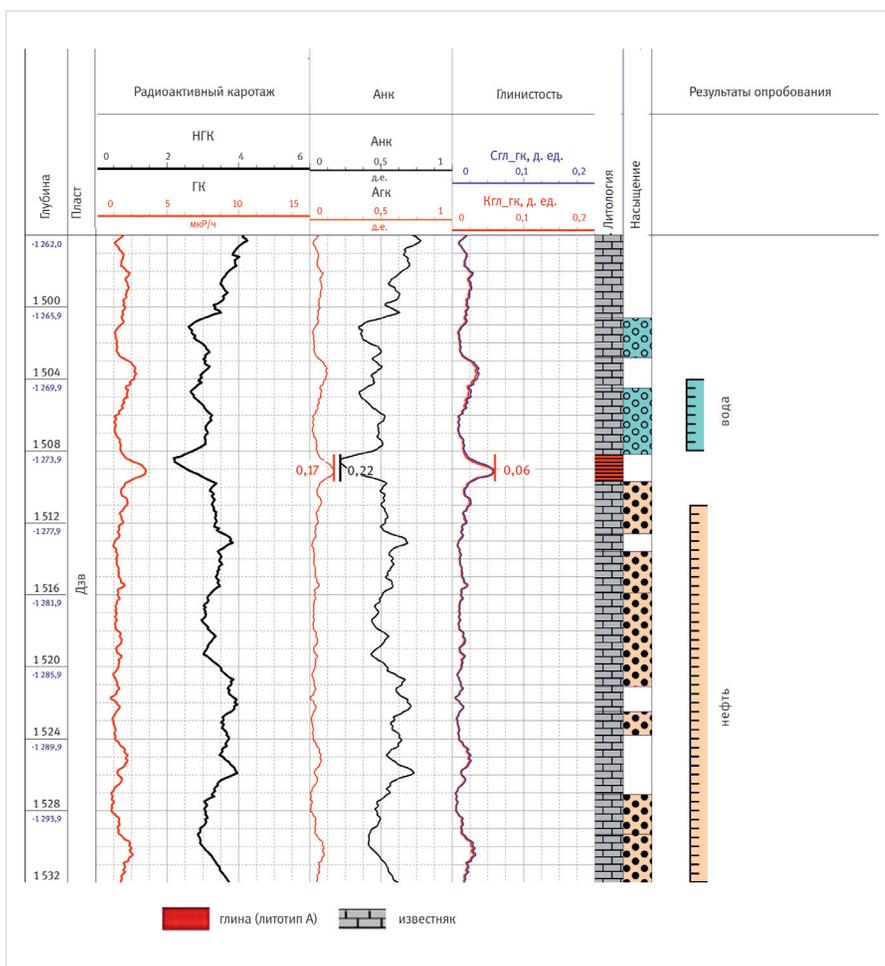


Рис. 2. Выделение флюидоупора на примере скважины 2**
Fig. 2. Selection of the seal rock on the example of well 2**

Литотип Б. Известняки пелитоморфные, пелитоморфно-шламовые, с многочисленными тончайшими субгоризонтальными глинистыми прожилками (рис. 1б), часто встречаются в интервалах флюидопоров в переслаивании с породами литотипа А. Отмечается тонкая горизонтальная слоистость и латеральная выдержанность. Литотип Б является преобладающим в составе флюидопоров ниже- и среднефаменского подъяруса. Прослои имеют толщину 0,2–10 м.

Литотип В — известняки желваковые с глинисто-карбонатным заполнителем (рис. 1в). Глинистая примесь имеет иллитовый состав, распределена неравномерно. Из-за неоднородной желваковой (брекчиевидной) структуры породы отличаются от известняков литотипа Б по экранирующим свойствам. Прослои имеют толщину от 0,5 до 10 м. Литотип характерен для покрышек верхнефаменского подъяруса. Поэтому при выделении интервалов флюидопоров по данным ГИС рекомендуется отдельно рассматривать верхнефаменский (заволжский) интервал разреза.

На каротажных кривых породы литотипов Б и В выделяются схожими геофизическими параметрами и практически неотличимы друг от друга. Однако литотип В является преобладающим флюидопором нижне-среднефаменского интервала разреза, литотип В — в разрезе верхнего фамена. Это обусловлено различными условиями накопления пород-флюидопоров: в нижне-среднефаменское время — на этапе трансгрессии при увеличении глубины моря, а в верхнефаменское — на этапе понижения относительного уровня моря при образовании полуизолированной лагуны. Поэтому при определении граничных значений для выделения флюидопоров по ГИС данные интервалы следует рассматривать отдельно.

Во франско-нижнефаменском интервале разреза встречаются прослои ангидритов мощностью до 8 м, однако на данный момент в указанном стратиграфическом диапазоне не выявлено ни одной залежи нефти, экранируемой ангидритами, что, вероятно, связано с их латеральной неоднородностью. Все выделенные флюидопоры имеют глинисто-карбонатный состав.

Выделение флюидопоров по данным ГИС

Анализ опробований показал, что в составе флюидопоров фаменского яруса всегда присутствуют глинистые прослои литологического типа А: в отдельных случаях они экранируют залежь самостоятельно, но чаще встречаются в переслаивании с известняками литологических типов Б и В.

При сопоставлении керновых данных и результатов ГИС было отмечено, что количественное содержание глинистых минералов пропластков литотипа А, определяемое на керне, отличается от картины, которую можно определить по данным ГИС. Это связано с тем, что методы ГИС не достигают истинных значений из-за влияния вмещающих пород, а также в связи с недостаточной разрешающей способностью аппаратуры, вызванное, как правило, ограниченной толщиной этих пропластков, как было отмечено выше. Поэтому, несмотря на значительное содержание глинистых минералов в этих породах, расчетная глинистость по ГИС составляет от 5 до 20 %.

Следует отметить, что разрешающая способность стандартных геофизических методов не дает нам возможности детально

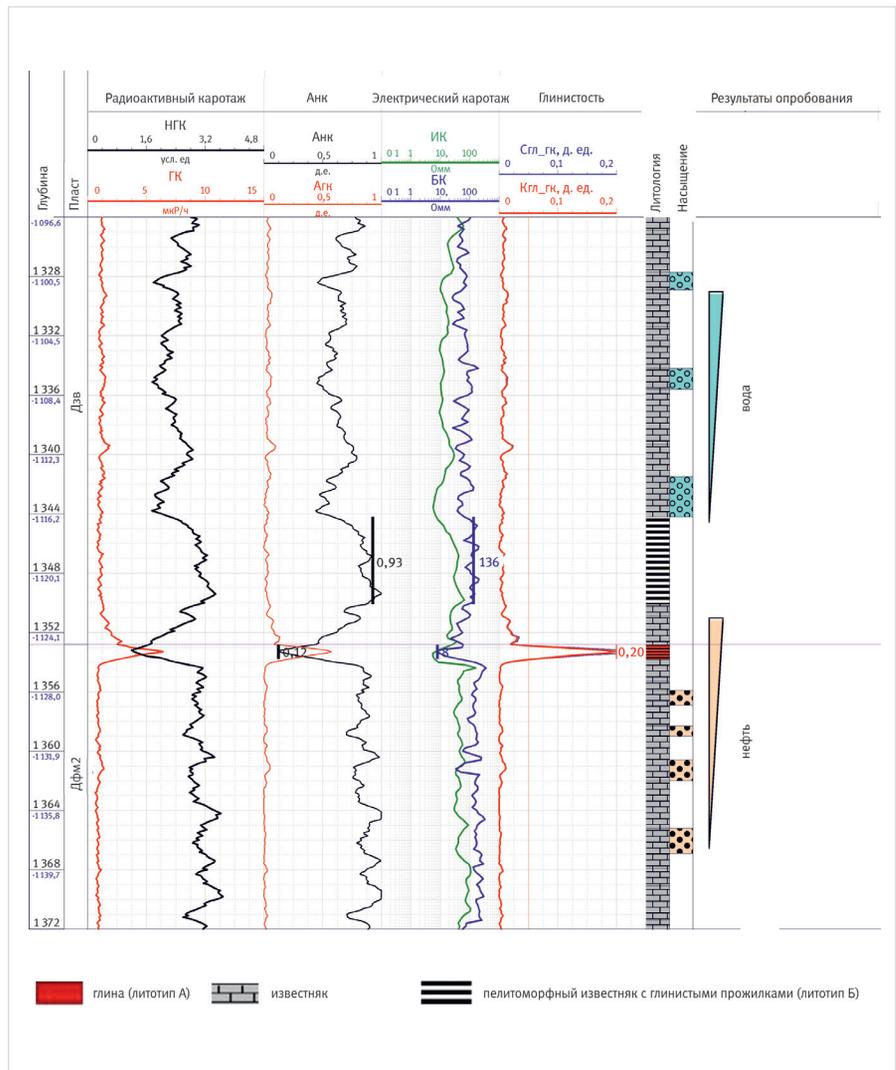


Рис. 3. Выделение флюидопоров по методам ГИС на примере скважины 3**
Fig. 3. Selection of the seal rock on the example of well 3**

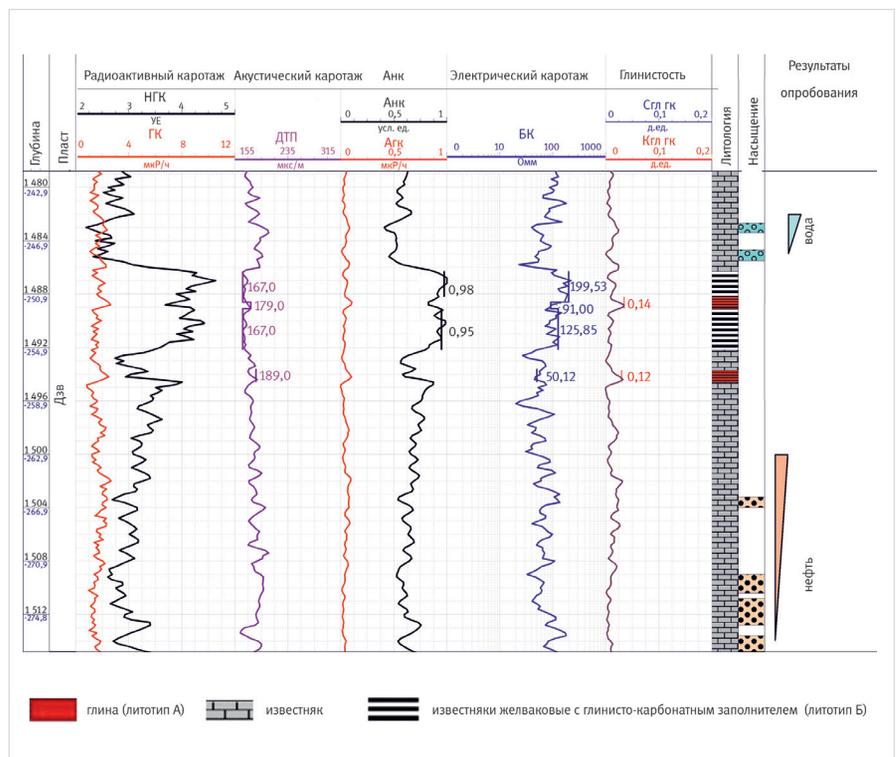


Рис. 4. Выделение флюидопоров по методам ГИС на примере скважины 4**
Fig. 4. Selection of the seal rock on the example of well 4**

дифференцировать породы по текстурно-структурным признакам, однако преобладание литологической разности в разрезе определяется довольно точно. Поэтому первым этапом при выделении покрышек методами ГИС в представленной работе послужила дифференциация пород по литологии.

Для определения количественных критериев надежности покрышек по результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах также были проанализированы такие методы, как гамма-каротаж (метод ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (метод АК) и боковой каротаж (метод БК). В анализе участвовали скважины с небольшой толщиной между интервалами испытаний, где опробованием были охвачены подошвенные водоносные коллекторы над интервалами развития предполагаемой породы-флюидоупора и нижележащие нефтенасыщенные коллекторы. При переслаивании рассчитывалась суммарная мощность пропластков каждого литологического типа, выделенного по ГИС.

В качестве основных параметров выделения пород-флюидоупоров в представленной методике использованы: величина относительного параметра НГК ($\Delta \text{нк}$) и коэффициент глинистости по разрезу.

Глинистость определялась в каждом пласте по зависимости, полученной по керновым данным скважин, расположенных на платформенной территории Башкортостана, соответствующая опорным пластам: глины бобринско-радаевского горизонта с массовой глинистостью 70 % ($\Delta \text{гк} = 1$) и чистый известняк кизеловского горизонта с минимальной гамма-активностью ($\Delta \text{гк} = 0$).

Анализ каротажных диаграмм показал, что минимальная толщина флюидоупора литотипа А, выделенного согласно описанию керна, составляет 1,5 м. При этом расчетное значение массовой глинистости по ГИС (Сгл) соответствует 6 %. На рисунке 2 приведен пример (разрез скважины 2**), когда флюидоупор сложен одним прослоем литотипа А.

В случае, когда суммарная толщина прослоев литотипа А меньше 1,5 м, они могут экранировать залежь в переслаивании с породами литотипа Б. Иными словами, пропластки литотипа Б «усиливают» покрышку, при этом важную роль играет мощность интервала и значение двойного разностного параметра — Анк (рис. 3, 4).

Далее представлена схема, отражающая геофизические критерии для выделения интервалов флюидоупоров: минимальные значения суммарной толщины пропластков (Нсум), количественные критерии глинистости (Кгл) и двойного разностного параметра Анк (рис. 5).

На рисунке 6 показан анализ полученных распределений различных геофизических параметров пород, слагающих покрышку в интервале карбонатного разреза верхнего девона. По распределению видно, что с учетом результатов испытаний путем сопоставления различных параметров по ГИС выделение непроницаемых интервалов достаточно однозначное.

Литотип А характеризуется следующими геофизическими параметрами: низкими значениями удельного электрического сопротивления (до 40 Омм), высокими значениями интервального времени (выше 170 мкс/м), низкими значениями по $\Delta \text{нк}$ и высокими значениями по $\Delta \text{гк}$. Литотипы Б и В имеют высокие значения по замеренному кажущемуся удельному электрическому сопротивлению

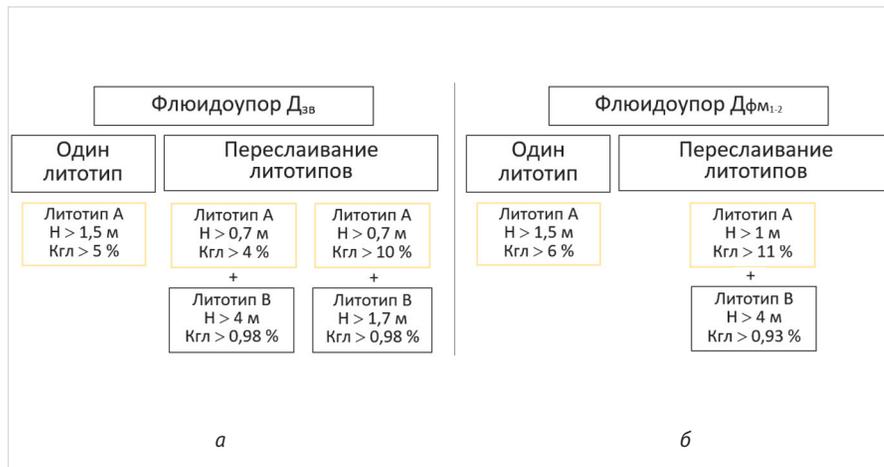


Рис. 5. Геофизические критерии выделения предполагаемого флюидоупора верхнедевонской карбонатной толщи в интервалах пластов: а — D_{zv} ; б — D_{fm1-2}
 Fig. 5. Geophysical criteria selection of the seal rock Upper Devonian carbonate deposits: а — layer D_{zv} ; б — layer D_{fm1-2}

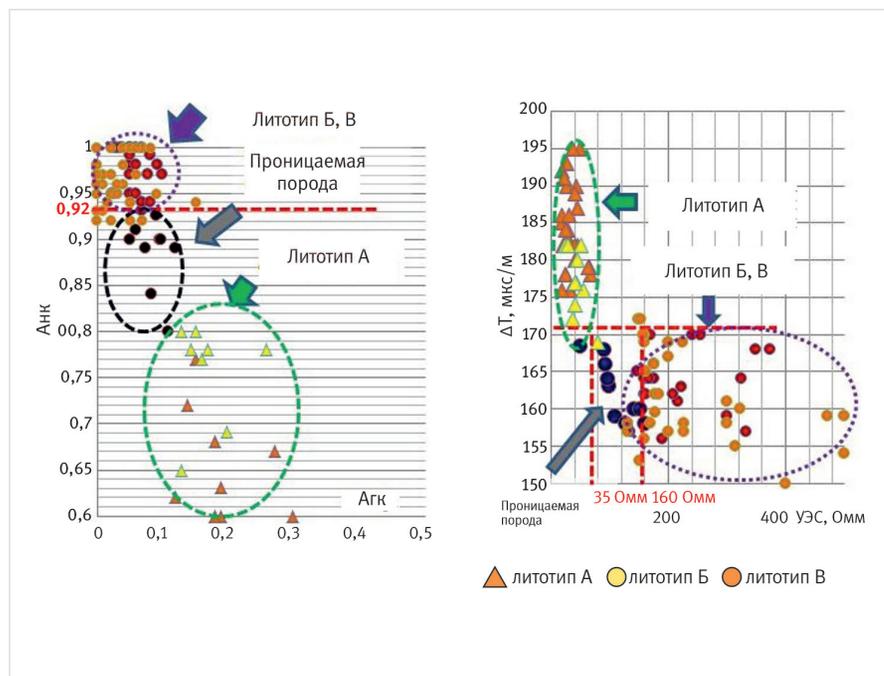


Рис. 6. Распределения геофизических параметров пород, слагающих флюидоупор в разрезе верхнедевонской карбонатной толщи
 Fig. 6. Distributions of geophysical parameters of rocks composing the fluid seal in the section of the Upper Devonian carbonate strata

Табл. 1. Оценка литотипов, слагающих породу-флюидоупор, в верхнедевонской карбонатной толще
 Tab. 1. Estimation of lithotypes composing the seal in the Upper Devonian carbonate sequence

Литотип	Геофизические критерии	Распространенность литотипов		
		Верхний фамен (D_{zv})	Средний фамен (D_{fm2})	Нижний фамен (D_{fm1})
А	$0,1 < \Delta \text{гк} < 0,3$ $0,5 < \Delta \text{нк} < 0,8$ $\Delta T > 170 \text{ мкс/м}$	присутствует	присутствует	присутствует
Б	$\Delta \text{гк} < 0,1$ $\Delta \text{гк} > 0,92$ $\Delta T < 170 \text{ мкс/м}$ Высокие УЭС	—	преобладает	преобладает
В	$\Delta \text{гк} < 0,1$ $\Delta \text{нк} > 0,92$ $\Delta T < 170 \text{ мкс/м}$ Высокие УЭС	преобладает	—	—

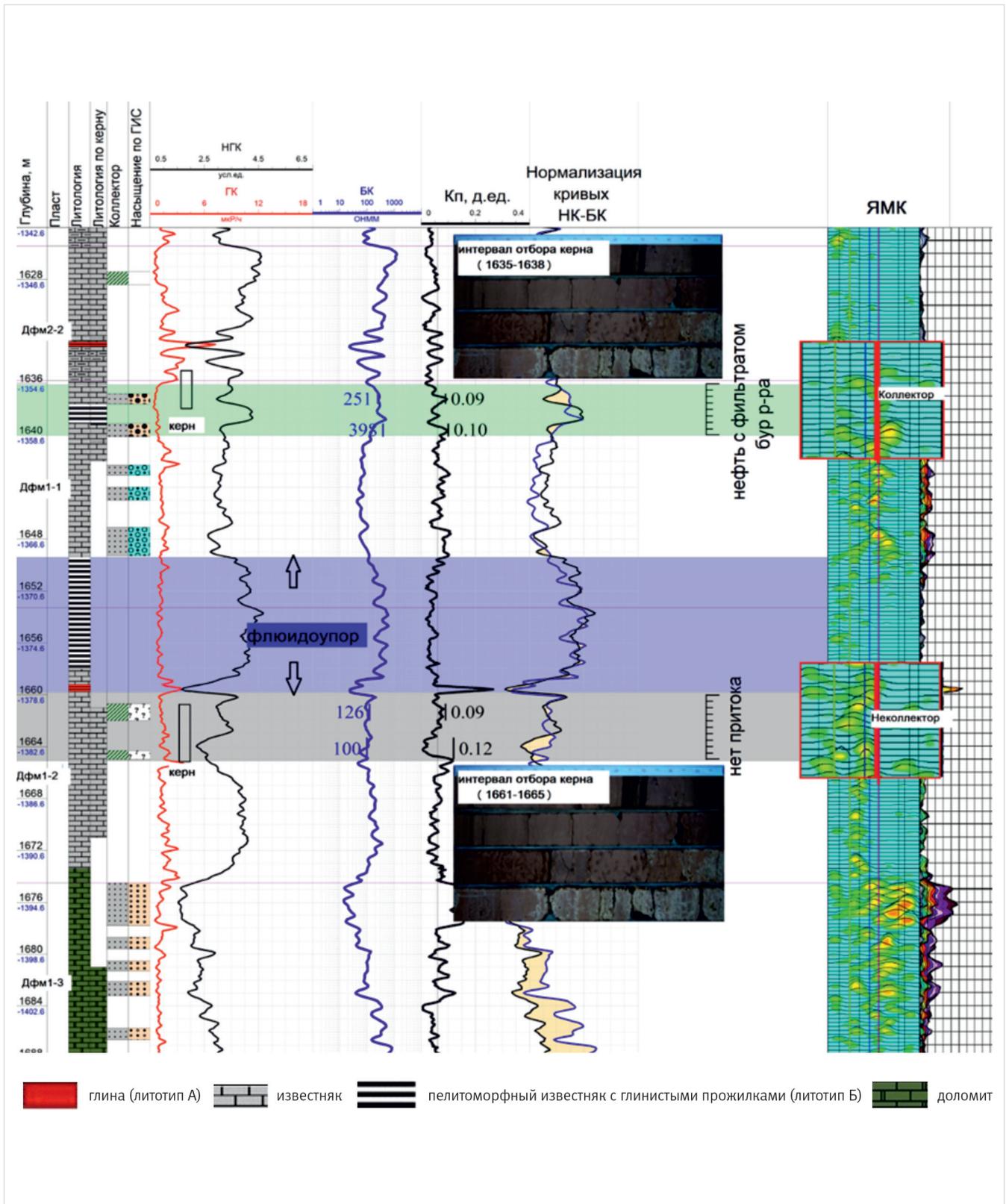


Рис. 7. Пример использования ядерно-магнитного метода для снижения неоднозначности выделения коллектора и насыщения
 Fig. 7. An example of the use of nuclear magnetic logging as a method to reduce the ambiguity of reservoir identification and saturation

(выше 100 Ом), низкие значения интервального времени ΔT (ниже 170 мкс/м), высокие значения по $\Delta \ln k$ (выше 0,92) и низкие по $\Delta \ln k$.

Более наглядно оценка литотипов, составляющих породу-флюидоупор, в верхнедевонской карбонатной толще представлена в таблице 1.

Также необходимо отметить, что отсутствие притока в интервале опробования может быть связано не с отсутствием покрышки,

а с ухудшенными свойствами коллектора.

Ниже приведены примеры выделения флюидоупоров по данным ГИС.

В разрезе скважины 6** присутствует покрышка для нижнефаменских отложений, представленная литотипами А и В между интервалами коллекторов в пластах $D_{\text{ФМ}1-1}$ и $D_{\text{ФМ}1-2}$, которые имеют признаки нефтенасыщения, а общая пористость выше граничной, составляющая для данных отложений 6% (рис. 6).

Литотип А выделяется по следующим геофизическим параметрам: значением глинистости 12% и мощностью 1,3 м. Литотип В характеризуется: значениями $Ank = 0,95-0,98$ и мощностью около 4 м. Согласно представленной выше методике, два данных литотипа в комплексе образуют непроницаемую породу. Однако в верхнем интервале получен пластовый флюид (вода с пленкой нефти), а в нижнем интервале приток отсутствует, хотя по керну в обоих

интервалах отмечаются признаки нефтенасыщения. Для выяснения причин отсутствия притока привлечены данные ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

Анализ данных ЯМК показал, что нижний интервал сложен карбонатными породами с малым размером капилляров и свободный флюид в порах отсутствует, т.е. порода фактически не является коллектором, несмотря на наличие остаточной нефти в керне и достаточно высокие значения открытой пористости по ГИС. Иными словами, метод ЯМК в карбонатных породах позволяет более детально исследовать структуру породы, оценивая распределение пор по размерам, и достовернее определять эффективные пористости, нежели по данным методов общей пористости (НГК, ГК и др.). В приведенном примере отсутствие притока нефти связано не с отсутствием покрышки, а с отсутствием коллектора.

В связи с этим стоит отметить, что для решения столь сложных геологических задач обойтись стандартным комплексом не всегда возможно, необходимо расширение комплекса ГИС, привлечение ядерно-магнитного метода, который позволяет снизить неоднозначность выделения коллектора и, соответственно, насыщения в пластах, имеющих высокую степень структурной и литологической неоднородности (рис. 7).

Заключение

По результатам изучения керна поисково-разведочных скважин из интервалов неколекторов выделено три литологических типа пород, которые могут слагать

покрышку: А — известняки сильноглинистые, Б — известняки пелитоморфные с глинистыми прожилками, В — известняки желваковые с глинисто-карбонатным заполнителем. Во всех выделенных флюидоупорах присутствуют породы литотипа А в виде прослоев толщиной 0,1–0,7 м. Литотип Б обычно является преобладающим в интервалах флюидоупоров нижнего и среднего фамена, а литотип В приурочен к покрышкам верхнего фамена.

Методика по выделению флюидоупоров в карбонатных отложениях верхнего девона по ГИС включает:

- дифференциацию пород по литологии на основе сопоставления таких параметров, как Агк, Ангк, ДТ, УЭС;
- определение мощности каждой литологической разности, слагающей породу-флюидоупор. При переслаивании рассчитывается суммарная мощность пропластков каждого литологического типа, выделенного по ГИС;
- расчет основных параметров выделения пород-флюидоупоров: величины относительного параметра НГК (Δn_k) и коэффициента глинистости по разрезу.

Предложенная методика направлена на более точное определение интервалов опробования, что приведет к уменьшению сроков освоения скважин и снижению финансовых затрат.

Полученные петрофизические критерии имеют количественные характеристики, поэтому применение описанной методики может быть успешно встроено в корпоративное ПО «РН-Петролог».

Итоги

Выявлен вещественный состав пород и получены количественные критерии для прогноза распространения пород-флюидоупоров методами ГИС в верхнедевонской карбонатной толще.

Выводы

Разработанные критерии для прогноза распространения пород-флюидоупоров методами ГИС в верхнедевонской карбонатной толще дают возможность повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть или газ для дальнейшего наращивания ресурсов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Литература

1. Мирнов Р.В., Бакиров Р.Д. Особенности геологического строения Башкирского и Южно-Татарского палеошельфов, определившие закономерности распространения флюидоупоров в верхнедевонской карбонатной толще // Нефтяное хозяйство. 2021. № 6. С. 32–37.
2. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Ленинград: Недра, 1967. 123 с.
3. Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре. Методическое руководство. М.: ВНИГНИ, 2002. 84 с.
4. Хитров А.М. Покрышки залежей углеводородов и ресурсный потенциал недр // Актуальные проблемы нефти и газа. 2013. № 1. С. 7–10.

ENGLISH

Results

The composition of rocks has been revealed and quantitative criteria have been obtained for predicting the distribution of seal rocks by well logging methods in the Upper Devonian carbonate deposits.

References

1. Mirnov R.V., Bakirov R.D. Geological features of the Bashkir and South Tatar paleoshelves, that control distribution of seals in the Upper Devonian carbonate deposits. Oil industry, 2021, issue 6, P. 32–37. (In Russ).

Conclusions

Developed criteria for predicting the distribution of seal rocks by well logging methods in the Upper Devonian carbonate sequence, provide an opportunity to increase the efficiency of prospecting and exploration for oil or gas to further increase the resources of the Volga-Ural oil and gas province.

2. Filippov B.V. Types of natural reservoirs of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1967, 123 p. (In Russ).
3. Khitrov A.M., Ilyin V.D., Savinkin P.T. Identification, mapping and forecasting of oil and gas content of traps in a three-member reservoir. Methodological guide.

- Moscow: VNIIGNI, 2002, 84 p. (In Russ).
4. Khitrov A.M. Covers of hydrocarbon deposits and resource potential of the subsoil. Actual problems of oil and gas, 2013, issue 1, P. 7–10. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нигматзянова Альбина Марсовна, главный специалист сектора ГИС и петрофизики месторождений РБ, отдел интерпретации и анализа качества ГИС, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
Для контактов: nigmatzyanovaam@bnipi.rosneft.ru

Мирнов Роман Викторович, главный специалист сектора седиментологии, литологии и бассейнового моделирования, отдел региональной геологии, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Бакиров Рустам Дамирович, главный менеджер отдела региональной геологии, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Бурикова Татьяна Валерьевна, руководитель сектора ГИС и петрофизики месторождений Республики Башкортостан, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Шавалиев Вадим Ингилевич, начальник отдела интерпретации и анализа качества ГИС, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Nigmatzyanova Albina Marsovna, chief specialist of the sector of geophysical methods and petrophysics fields of the Republic of Bashkortostan department of interpretation and analysis of the quality of geophysical methods, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nigmatzyanovaam@bnipi.rosneft.ru

Mirnov Roman Viktorovich, chief specialist department of sedimentology, lithology and basin modeling, department of regional geology, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Bakirov Rustam Damirovich, chief manager department of regional geology, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Burikova Tatyana Valerevna, head of geophysical methods and petrophysics of fields in the Republic of Bashkortostan, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Shavaliiev Vadim Ingilevich, head of interpretation and quality analysis department GIS, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia