

Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ 17 НОЯБРЯ 2023 Г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

I. ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ	3
II. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....	5
III. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ	7
IV. ВЫДЕЛЕНИЕ ДОМАНИКОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЗРЕЗЕ СКВАЖИН	7
V. ВЫДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН В ДОМАНИКОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ	11
VI. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ	15
VII. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ	15
VIII. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ И ПЕРЕСЧЕТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА .	16
IX. ОБЪЕКТЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ В ПЛАНЕ.....	16
X. ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ	17
XI. ВЫДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ	18

I. ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

Минприроды России – Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации

Роснедра – Федеральное агентство по недропользованию

ЦКР – Центральная комиссия по разработке Федерального агентства по недропользованию

ФБУ «ГКЗ» – Федеральное бюджетное учреждение «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых»

ЭТС ГКЗ – Экспертно-технический совет при ФБУ «ГКЗ»

ОВ – органическое вещество

ДПО – доманиковые продуктивные отложения

D3f – франские отложения верхнего девона

D3fm- фаменские отложения верхнего девона

Сорг (ТОС) – содержание в породе органического углерода

Сорг гр – граничное значение содержания в породе органического углерода

U – содержание урана по диаграммам спектрометрического каротажа

ГК – гамма-каротаж

$\Delta J_{гк}$ – двойной разностный параметр по ГК

$\Delta J_{гк гр}$ - граничное значение двойного разностного параметра по ГК

С_{и гр} – весовая составляющая урановой составляющей

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГИС – геофизические исследования в скважинах

С/О каротаж – углерод-кислородный метод ГИС

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

ГТИ – геолого-технологические исследования

ГРП – гидроразрыв пласта

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта

ЯМК – ядерно-магнитный каротаж

РСА – рентгенофазовый анализ

Rock Eval – лабораторные исследования по оценке нефтяного потенциала методом пиролиза кернa

ЯФМ – ядерно-физические методы

Кп – коэффициент пористости

Кн – коэффициент нефтенасыщенности

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

L – расстояние между эксплуатационными скважинами

A – категория запасов A (разрабатываемые, разбуренные)

B₁ – категория запасов B₁ (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные)

B₂ – категория запасов B₂ (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные)

C₁ – категория запасов C₁ (разведанные)

C₂ – категория запасов C₂ (оцененные)

II. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Настоящие Методические рекомендации разработаны в целях реализации «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 (далее – Классификация запасов), при выполнении подсчета запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях в пределах Ненецкого автономного округа, Республики Коми, Ульяновской области, Республики Татарстан, Республики Башкортостан, Оренбургской и Самарской областей.

2. Методические рекомендации являются дополнением к действующим Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов, утвержденных распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р (далее – Методические рекомендации по применению Классификации запасов) и описывают особенности подсчета запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях с учетом их геологического строения. Использование настоящих Методических рекомендаций обеспечивает единые подходы при подсчете и учете запасов УВС в доманиковых продуктивных отложениях (далее – ДПО).

3. Порядок подготовки и оформления геологических материалов и их использование при подсчете запасов доманиковых продуктивных отложений регламентируется требованиями к составу и правилам оформления материалов, определяемыми Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, в соответствии с пунктом 14 правил проведения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, размере и порядке взимания платы за ее проведение, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.03.2023 № 335.

4. В настоящих Методических рекомендациях по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях изложен алгоритм подсчета геологических запасов нефти объемным методом, а также извлекаемых запасов на основе технико-экономических расчетов и/или с использованием экспертных оценок.

5. Объектом подсчета запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (отложениях доманикового типа) являются скопления нефти в нетрадиционных коллекторах, которые характеризуются тем, что породы, содержащие нефть, одновременно являются нефтепроизводящими и не являются коллектором в традиционном понимании.

6. Доманиковые продуктивные отложения представляют собой кремниево-карбонатные и карбонатно-кремниевые породы со сланцевой текстурой, с прослоями

карбонатных брекчий, известняков и вторичных доломитов, с повышенным содержанием органического вещества (далее – ОВ). ДПО распространены в пределах регионов, указанных в п.1, в интервале верхнего девона от подошвы франского яруса (D_{3f}) до кровли фаменского яруса (D_{3fm}) и характеризуются низкой абсолютной проницаемостью, которая обычно составляет десятые и сотые доли $\text{мкм}^2 \times 10^{-3}$. При испытании этих пород притока флюидов обычно не получают.

7. Скопления нефти в нетрадиционных доманиковых продуктивных отложениях относятся к «протяженным» и характеризуются следующими признаками:

- широким площадным распространением;
- формированием скоплений углеводородов на месте или вблизи очагов их генерации; низкими фильтрационно-емкостными свойствами и отсутствием гидродинамической сообщаемости внутри резервуара;
- скоплением углеводородов, которые контролируются нетрадиционными структурными или литологическими ловушками;
- отсутствием подошвенной или краевой воды.

8. В Налоговом Кодексе РФ (далее – НК РФ) нетрадиционные залежи нефти в отложениях доманикового типа индексируются как **«доманиковые продуктивные отложения»**. С целью унификации терминологии с НК РФ, приказами Минприроды России (в частности, с приказом «Об утверждении стратиграфических характеристик...») и другими нормативными актами в настоящем документе будет использоваться термин **«доманиковые продуктивные отложения»**.

9. В процессе изучения доманиковых продуктивных отложений соблюдаются этапы и стадии геологоразведочных работ, выполняются все требования к их полноте и качеству, осуществляется рациональное комплексирование методов и технических средств разведки, проводится постадийная геолого-экономическая оценка результатов работ. Изученность объектов подсчета обеспечивается комплексностью работ по геологическому изучению недр: исследований керна, данных ГИС с использованием критериев выделения доманиковых продуктивных отложений.

10. Работы по подготовке «Методических рекомендаций по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» выполнены авторским коллективом по поручению и под руководством ФБУ «ГКЗ». Авторский коллектив: Петерсилье В.И.(ФГБУ «ВНИГНИ»), Гутман И.С.(ООО «Институт проектирования и научной экспертизы по разработке нефтегазовых и газовых месторождений), Пороскун В.И. (ФГБУ «ВНИГНИ»), Фортунатова Н.К. (ФГБУ «ВНИГНИ»), Смирнов А.Ю. (ФБУ «ГКЗ»), Лопатин А.Ю.(ФБУ «ГКЗ»), Шубина А.В.(ФБУ «ГКЗ»). Бакиров А.И. (ФБУ «ГКЗ»), Саликова О.С.(ФБУ

«ГКЗ»), Трофимова О.В.(ФБУ «ГКЗ»), Хабаров А.Б. (ФБУ «ГКЗ»), Бакуев О.В. (ПАО НК «Роснефть»), Папухин С.П. (АО «Самаранефтегаз»), Демин С.В. (ООО «СамараНИПИнефть»), Рейтохов К.С. (ООО «СамараНИПИнефть»), Бачков А.П.(ПАО «Татнефть»), Базаревская В.Г.(«ТатНИПИнефть»), Никонов Н.Н.(ООО «ТП НИЦ»), Прищепа О.М. (АО «ВНИГРИ»), Заграновская Д.Е. (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Давыдов А.В. (ООО «Технологический центр «Бажен»»), Усачев Г.А. (ООО «Лукойл-Инжиниринг»), Габнасыров А.В. (ООО «Лукойл-Инжиниринг»), Комар Н В. (ФГБУ ВНИГНИ), Френкель С.М. (ФГБУ ВНИГНИ).

III. ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ

11. Подсчет геологических запасов доманиковых продуктивных отложений проводится объемным методом:

$$Q_n = F \cdot h_n \cdot K_p \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho,$$

где:

Q_n – геологические запасы нефти, тыс. т,

F – площадь залежи или части залежи, тыс. м²,

h_n – нефтенасыщенная толщина, м,

K_p – коэффициент пористости, д.ед.,

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.,

θ – пересчетный коэффициент, д. ед.,

ρ – плотность нефти, т/м³.

12. В связи с отсутствием водонефтяного контакта и, соответственно, переходных зон в доманиковых продуктивных отложениях при подсчете запасов выделяется только чисто нефтяная зона.

IV. ВЫДЕЛЕНИЕ ДОМАНИКОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЗРЕЗЕ СКВАЖИН

13. Доманиковые продуктивные отложения выделяются во франском D3f и фаменском D3fm ярусах верхнего девона и учитываются соответствующим образом в государственном балансе полезных ископаемых РФ.

Выделение подсчетных объектов выполняется по комплексу геолого-геофизических данных, включая корреляцию разрезов скважин, интерпретацию данных сейсморазведки и результатов изучения керна. При этом из ДПО должны быть исключены нефтенасыщенные интервалы традиционных коллекторов (за исключение случаев, описанных в п.25). Запасы по традиционным коллекторам должны быть выделены в отдельные подсчетные объекты и

подсчитаны с использованием Методических рекомендаций по применению Классификации запасов.

14. Выделение доманиковых продуктивных отложений в скважинах реализуется по граничному значению общего содержания в породе органического углерода Сорг. Величина граничного значения общего содержания в породе органического углерода Сорг.гр обосновывается по результатам статистической обработки данных геохимических исследований керн из скважин рассматриваемого месторождения (группы месторождений).

15. Значения Сорг должны быть определены лабораторно на выборке, состоящей не менее чем из 30 образцов керн, отобранных из скважин рассматриваемого месторождения (группы месторождений) и характеризующих весь диапазон значений Сорг в интервале ДПО.

16. Для перехода от величины Сорг гр к данным ГИС рекомендуются три следующих способа.

Первый способ (основной) – прямое использование полученной по керну связи Сорг.кern с содержанием урана по диаграммам спектрометрического каротажа. В качестве примера на рис.1 приведено сопоставление Сорг.кern – U.кern для одной из скважин Северо-Альметьевской площади:

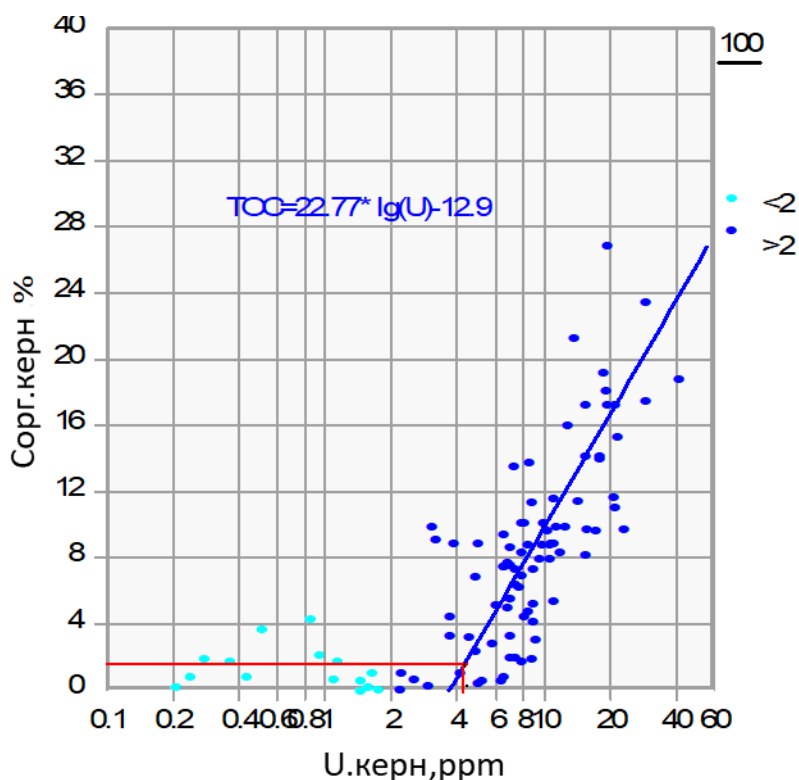


Рис.1.Сопоставление Сорг.кern – U.кern. Северо-Альметьевская площадь.

Как следует из рис.1, наблюдается удовлетворительная связь между коррелируемыми параметрами. При этом, обоснованному на собственном керне граничному значению Сорг гр =1,5% для рассматриваемого месторождения, соответствует граничное значение содержания урана $U_{гр}=4,3$ ppm.

Второй способ рекомендуется для выделения ДПО в скважинах, где отсутствуют диаграммы спектрометрического ГК. Для этого по керну строится связь величины Сорг с двойным разностным параметром $\Delta J_{гк}$ (рис.2), а данные ГК нормируются по опорным пластам (хорошо выдержанные глины без ОВ и чистый плотный интервал без ОВ).

Следует отметить, что в интервалах доманиковых продуктивных отложений $\Delta J_{гк}$ может превышать единицу, если радиоактивность таких отложений больше, чем в опорном пласте глин. Пример полученной, таким образом, связи представлен на рис.2. Обоснованному на керне Сорг гр=1,5% соответствует $\Delta J_{гк}$ гр равное 0,39.

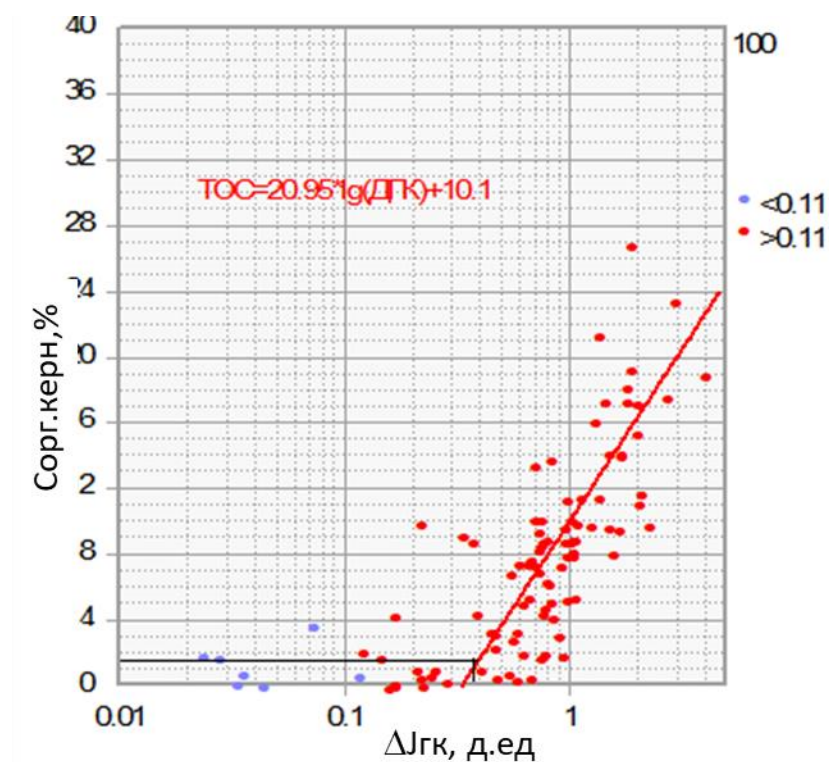


Рис.2. Сопоставление $\Delta J_{гк}$ с Сорг

Третий способ предусматривает обоснование $\Delta J_{гк}$ гр по анализу распределения $\Delta J_{гк}$ в разрезе скважины в случае, если оценки Сорг по керну отсутствуют. Пример такого построения приведен на рис.3. Хотя такой способ наименее предпочтителен, однако он позволяет использовать описанную методику выделения ДПО в старых скважинах с ограниченным комплексом ГИС. Способ допускается использовать только в скважинах с притоком нефти, пробуренных без отбора керна и без возможности обосновать граничное значение другими способами по соседним скважинам с керном.

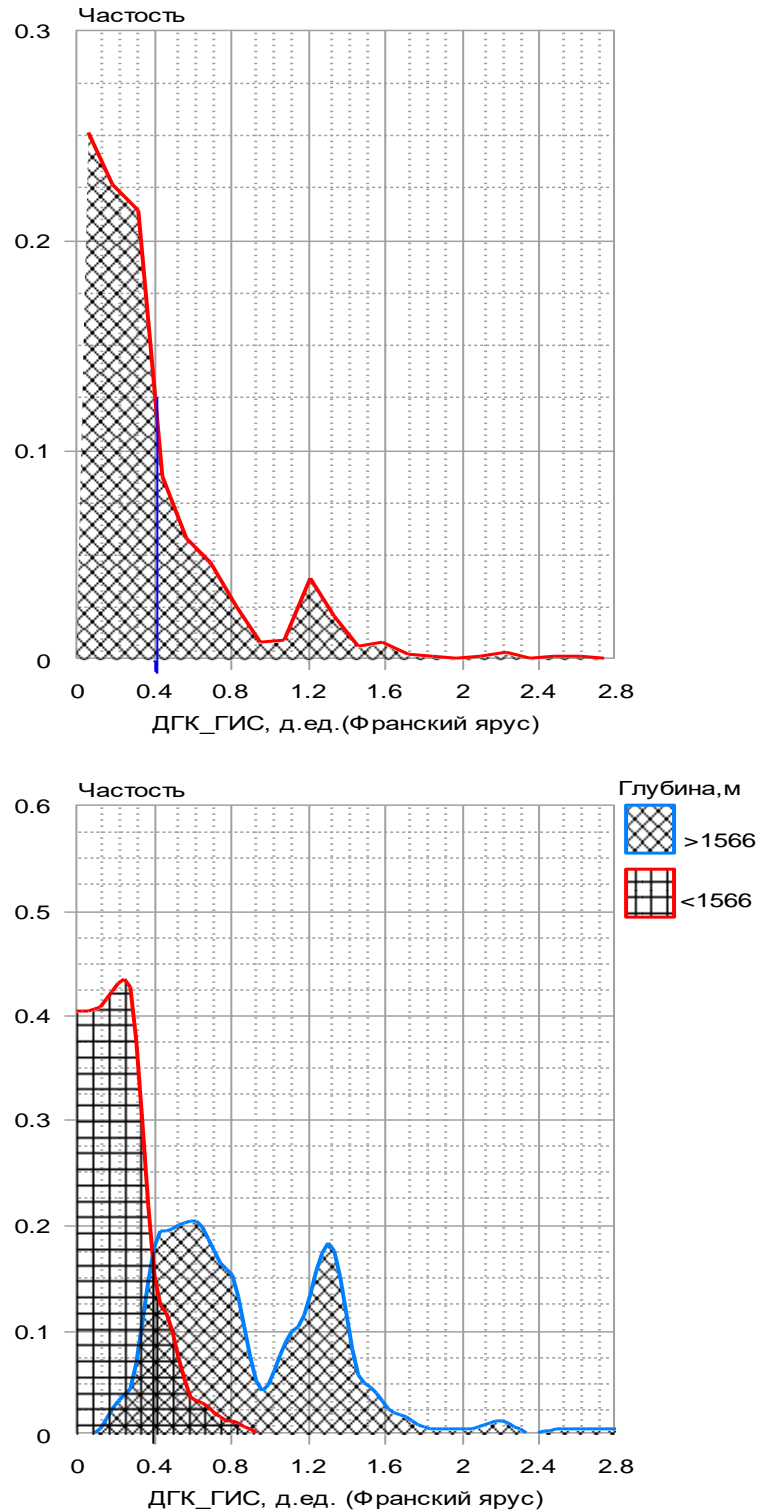


Рис.3. Распределение $\Delta J_{гк}$ в интервале развития пород доманикового типа

17. Величина $\Delta J_{гк,гр}$, определяется по точке пересечения распределений пород с низкой и повышенной радиоактивностью, характерной для вмещающих пород и доманиковых продуктивных отложений.

Одним из вариантов этого способа является построение распределения не $\Delta J_{гк}$, а

интенсивности естественного гамма-излучения, записанного в любых единицах. Такой способ допускается использовать только в случае затруднений с выделением и оценкой характеристик опорных пластов, если применение других способов, описанных выше, невозможно.

18. При интерпретации геофизических материалов, интервалы глинистых пород (если они встречаются в разрезе) исключаются по данным ГИС, в первую очередь, по показаниям электрических методов.

19. Ко всем зависимостям «кern-кern» и «кern-ГИС», описанным в текущем разделе должны предъявляться следующие требования:

- для построения зависимостей должны использоваться не менее 30 образцов керна (осредненных попластовых значений для методов ГИС);
- образцы керна должны отражать весь диапазон изменения S_{org} ;
- теснота получаемых зависимостей должна быть не ниже $R^2 \geq 0,60$.

V. ВЫДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН В ДОМАНИКОВЫХ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

20. В отличие от традиционных объектов, где выделяются проницаемые нефтенасыщенные интервалы, объектами подсчета запасов в доманиковых продуктивных отложениях являются интервалы, в которых нефть находится в рассеянном состоянии и петрофизические свойства которых позволяют получать промышленные притоки нефти, в основном, после проведения гидроразрыва или других методов стимуляции притока.

21. В ДПО нефтенасыщенные интервалы в разрезе скважины рекомендуется выделять по данным ГТИ (газового каротажа). Выделение производится по газовой аномалии, вызванной поступлением растворенного газа нефти в результате разбуривания интервала, содержащего потенциально подвижную нефть. Величина аномалии газового каротажа должна превышать уровень фоновой газонасыщенности не менее чем в 2 раза. Выделение этих интервалов основано на прямых признаках наличия подвижной нефти, проявляющихся по данным скважин.

Пример использования данных ГТИ для выделения нефтенасыщенных интервалов в скважине на Неприковском месторождении Самарской области приведен на рис. 4.

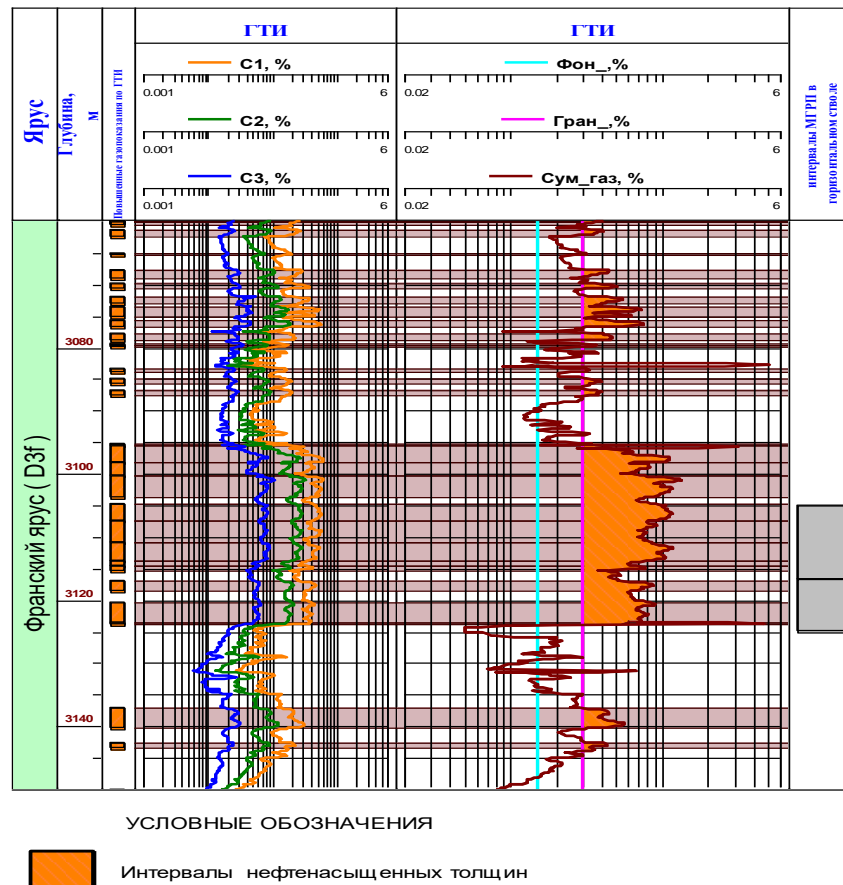


Рис.4. Пример выделения нефтесодержащих пород по данным ГТИ на Неприковском месторождении.

22. Выделение нефтенасыщенных интервалов в ДПО возможно также и по комплексу ядерно-физических методов, включающих углерод-кислородный C/O-каротаж. C/O-каротаж – это одна из модификаций импульсной нейтронной гамма-спектрометрии, характеризующая энергетические и временные распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов. Преимущества C/O-каротажа заключаются в возможности его регистрации в обсаженном стволе скважин, а также в оценке по нему емкостных свойств (пористости и нефтенасыщенности) в разрезах с практически любой литологией. Метод может быть использован в пропущенных (транзитных) интервалах эксплуатационных скважин на нижележащие объекты.

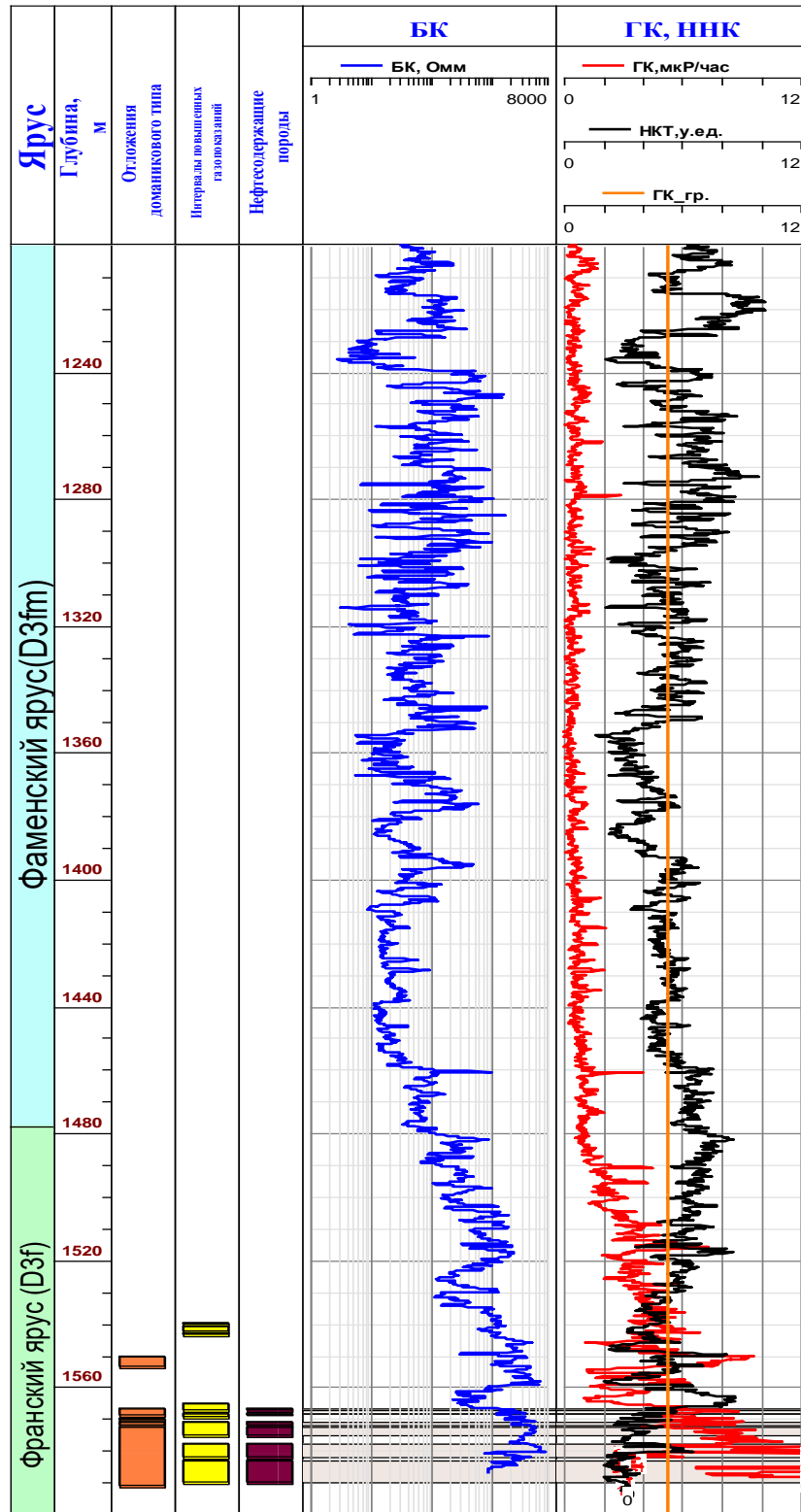
23. Выделение нефтенасыщенных интервалов в ДПО допускается по данным ПГИ после ГРП или иного воздействия на пласт. Разрешается применение и других методов ГИС, физические основы которых позволяют выделять нефтенасыщенные интервалы с учетом результатов лабораторных исследований керна и/или испытаний скважин.

24. При регистрации в скважине более одного метода ГИС, используемых для выделения нефтенасыщенных толщин (при допустимом качестве этих методов), непосредственно для

выделения нефтенасыщенных толщин допускается использовать только один метод. Приоритетность использования методов следующая: газовый каротаж, С/О – каротаж, другие методы ГИС.

25. В разрезах с доманиковыми продуктивными отложениями могут встречаться отдельные маломощные традиционные коллекторы, определяемые по прямым качественным признакам: сужению диаметра скважины, приращению на диаграммах разноглубинных методов электрического каротажа, наличию «свободного флюида» на диаграммах ЯМК и др, а также по количественным критериям, например по граничному значению открытой пористости (Кп). Если геологические запасы традиционных коллекторов составляют менее 10% от геологических запасов стратиграфического яруса (франского или фаменского) и при этом мощность каждого интервала традиционного коллектора является незначительной, то они учитываются в общем объеме геологических запасов доманиковых продуктивных отложений. Сравнение геологических запасов производят в сопоставимых условиях: в пределах одного контура нефтеносности, где присутствуют одновременно ДПО и традиционный коллектор, с едиными принципами картопостроения.

26. Выделение нефтенасыщенных толщин в доманиковых продуктивных отложениях реализуется в два этапа – вначале в разрезе выделяются ДПО (по граничным значениям Сорг и dJгк), а затем внутри этих интервалов выделяются толщины нефтенасыщенных интервалов. Пример такого выделения по скважине Северо-Альметьевского участка приведен на рис. 5.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- нефтедержашие породы
- Отложения доманикового типа
- Интервалы повышенных газоказаний

Рис.5. Характеристика разреза франских и фаменских отложений по данным ГИС и ГТИ (газового каротажа). Северо-Алметьевский участок.

VI. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОРИСТОСТИ

27. Пористость образцов керна, отобранных из доманиковых продуктивных отложений, определяется по гелию с предварительной экстракцией по методике, обеспечивающей, с одной стороны, извлечение из образцов подвижной нефти, а с другой стороны, максимальную сохранность образцов для проведения дальнейших петрофизических исследований. Рекомендуется экстракция образцов спирто-бензольной смесью в течение 72 часов. Также рекомендуется более продолжительная экстракция гексаном или подобными растворителями.

28. По данным расширенного комплекса ГИС пористость определяется при наличии информации о минералогическом составе, содержании и свойствах органического вещества. Минералогический состав пород оценивается на основе системы уравнений, для корректного решения которой необходимы данные ЯФМ, настроенные по данным керна (РСА, геохимические исследования методом Rock Eval) базовых скважин.

29. Компьютеризированная методика комплексной интерпретации данных ЯФМ основана на организации взаимодействия между тремя основными видами информации:

- каротажными данными – результатами измерений в конкретных геолого-технических условиях в виде оцененных геофизических параметров;
- априорными данными об исследуемом геологическом объекте и условиях измерений, независимыми от каротажных данных;
- теоретическими данными, полученными с помощью имитационного моделирования по априорным данным и также независимыми от каротажных данных.

С меньшей надежностью возможна оценка Кп по данным стационарного нейтронного каротажа НК, а также ГГК.

30. Поскольку оценка пористости коллекторов затруднительна в связи со сложным минеральным составом матрицы породы, включая наличие керогена, низкими ФЕС и т.п. допускается использование среднестатистических данных.

VII. ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

31. Определение коэффициентов нефтенасыщенности (K_n) пород-коллекторов обычно реализуется по данным исследований керна и ГИС. Ввиду объективных трудностей с изучением свойств пород ДПО для подсчета запасов рекомендуются прямые замеры остаточной водонасыщенности на изолированном во время отбора керне, с использованием специальных изолирующих составов, максимально исключающих проникновение фильтрата бурового раствора в породу.

При отсутствии такой информации рекомендуется принимать $K_n=0,90$.

VIII. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОТНОСТИ НЕФТИ И ПЕРЕСЧЕТНОГО КОЭФФИЦИЕНТА

32. Подсчетные параметры, характеризующие компонентный состав и физико-химические свойства нефти (включая концентрацию попутных полезных компонентов), определяются по результатам анализа исследований собственных качественных глубинных проб. При отсутствии собственных качественных проб рекомендуется использование результатов моделирования PVT-свойств пластового флюида, либо аналогий с залежами рассматриваемого или соседнего месторождения.

IX. ОБЪЕКТЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ В ПЛАНЕ

33. В разрезе с доманиковыми продуктивными отложениями франского D3f и фаменского D3fm ярусов верхнего девона подсчет запасов осуществляется отдельно для доманиковых продуктивных отложений и традиционных коллекторов. Пласты коллекторы группируются в пачки по преобладанию в конкретном интервале разреза одного из типов. Группа пластов одного типа (пачка) считается объектом подсчета запасов.

34. Для подсчета запасов ДПО используется настоящая методика. Для традиционных коллекторов Методические рекомендации по применению Классификации запасов.

Традиционные коллектора допускается не выделять в отдельный объект подсчета запасов при соблюдении критериев, указанных в п.25.

35. При наличии в интервале традиционных коллекторов отдельных тонких прослоев доманиковых продуктивных отложений, допускается весь интервал (от кровли верхнего традиционного коллектора до подошвы нижнего) выделять в отдельный объект подсчета запасов. Геологические запасы тонких прослоев ДПО, в этом случае, считаются по методике для доманиковых продуктивных коллекторов, но относятся к запасам традиционных коллекторов.

36. При наличии в интервале доманиковых продуктивных отложений отдельных тонких прослоев традиционного коллектора (при соблюдении критерия, указанного в п.25), допускается всю пачку (от кровли верхнего доманикового коллектора до подошвы нижнего) выделять в отдельный объект подсчета запасов. Геологические запасы тонких прослоев традиционного коллектора, в этом случае, считаются по коэффициентам и критериям для традиционных коллекторов, но относятся к запасам ДПО.

37. На государственную экспертизу представляются материалы по каждому объекту подсчета, установленными в соответствии с п.33.

38. Границы зоны распространения ДПО определяются по результатам поисково-разведочных работ, включая бурение скважин (анализ шлама, керна, ГТИ, ГИС, испытания

и др.), сейсмические и другие геофизические исследования, выполненные в пределах рассматриваемого участка недр, так и на прилегающих участках.

Х. ОБОСНОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ

39. Технологический коэффициент извлечения нефти определяется по формуле:

$$\text{КИН} = \frac{Q_{\text{извл}}}{Q_{\text{геол}}}, \text{ где}$$

$Q_{\text{геол}}$ – геологические запасы, тыс. т;

$Q_{\text{извл}}$ – технологические извлекаемые запасы, тыс. т.

40. Прогнозная добыча нефти и технологически извлекаемые запасы нефти доманиковых продуктивных отложений рассчитываются по кривым снижения добычи. Данный метод используется для технических проектов разработки, предусматривающих использование вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин с многостадийным ГРП.

41. Подсчет и учет начальных и остаточных технологически извлекаемых запасов нефти проводится: отдельно по каждой скважине (введенной в эксплуатацию и проектной), по объекту подсчета и по объекту учета.

42. Подсчет начальных извлекаемых запасов нефти по проектным скважинам осуществляется на основе анализа изменения добычи по скважинам, введенным в эксплуатацию.

43. В скважинах, введенных в эксплуатацию, в случае высоких темпов падения добычи (более 20% в год) анализ изменения добычи проводится ежемесячно. В качестве прогнозного показателя разработки используется среднемесячный дебит. При прогнозе оцениваются статистические характеристики, включая коэффициенты корреляции.

44. Для определения остаточных извлекаемых запасов по каждой скважине (пробуренной и проектной) расчёт проводится исходя из условий выбытия из эксплуатации: достижение дебита по нефти 0,5 т/сут. Иные граничные условия в части дебитов скважин обосновываются дополнительно.

45. При определении извлекаемых запасов категории А вся площадь указанной категории разделяется на участки по каждой скважине без пересечения участков. Извлекаемые запасы по каждой скважине, рассчитанные по кривым падения добычи (отдельно технологические), суммируются и относятся ко всему участку категории А.

46. По категориям В₁ и В₂ для расчёта извлекаемых запасов используется осредненная кривая добычи по категории А по всем проектным скважинам при близких параметрах

разработки (длина горизонтального ствола, расстояние между скважинами, объемы ГРП и так далее) и близких геологических параметрах подсчета запасов (h_n , K_p , K_n). Если параметры значительно различаются, для применения аналогий используется КИН, определенный по категории А.

47. Для категории запасов C_1 , C_2 используется КИН по аналогии с разрабатываемыми залежами ДПО на соседних месторождениях. Для месторождений, находящихся в разведке, при реализации проекта пробной эксплуатации месторождения (залежи) допускается выполнять расчет КИН по скважинам, осуществляющим добычу нефти не менее 12 месяцев (категория запасов C_1), и экстраполировать данный расчет на запасы категории C_2 .

48. В случаях отсутствия разрабатываемых залежей с аналогичными геологическими характеристиками для объекта подсчета запасов допускается КИН условно принимать равным 0,03.

49. Допускается определение извлекаемых запасов и КИН методом материального баланса с использованием специализированного программного обеспечения, получившего положительное заключение на ЭТС ГКЗ.

XI. ВЫДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ЗАПАСОВ

50. Выделение всех категорий запасов для залежей доманиковых продуктивных отложений осуществляется в соответствии с Методическими рекомендациями по применению Классификации запасов с учетом специфических особенностей геологического строения залежей ДПО.

51. Границы категорий запасов для объектов подсчета определяются шагом сетки между эксплуатационными скважинами и границами зоны распространения ДПО (рис. 6). Шаг сетки между эксплуатационными скважинами (далее – L) определяется в соответствии с технологическим проектом разработки, согласованным ранее или представленным на государственную экспертизу совместно с подсчетом геологических запасов или оперативным изменением состояния запасов, или по аналогии с разрабатываемым объектом подсчета запасов соседнего месторождения.

52. Для разрабатываемой залежи, на которой в соответствии с действующим проектным документом полностью реализован эксплуатационный фонд скважин, для данной геологической модели, границы запасов категории А допускается проводить по границе зоны распространения доманиковых продуктивных отложений.

53. Если расстояние от границы запасов категории А, B_1 , C_1 до границы зоны распространения ДПО меньше $0,5L$, площадь запасов соответствующей категории можно распространить до границы ДПО.

54. Границы категории B_2 и C_2 проводятся от границы категории B_1 и C_1 соответственно (рис. 7, 8) до границы зоны распространения ДПО, которая определяется по результатам поисково-разведочных работ, включая бурение скважин (анализ шлама, керна, ГТИ, ГИС, испытания и др.), сейсмические и другие геофизические исследования, выполненные как в пределах рассматриваемого участка недр, так и на прилегающих участках.

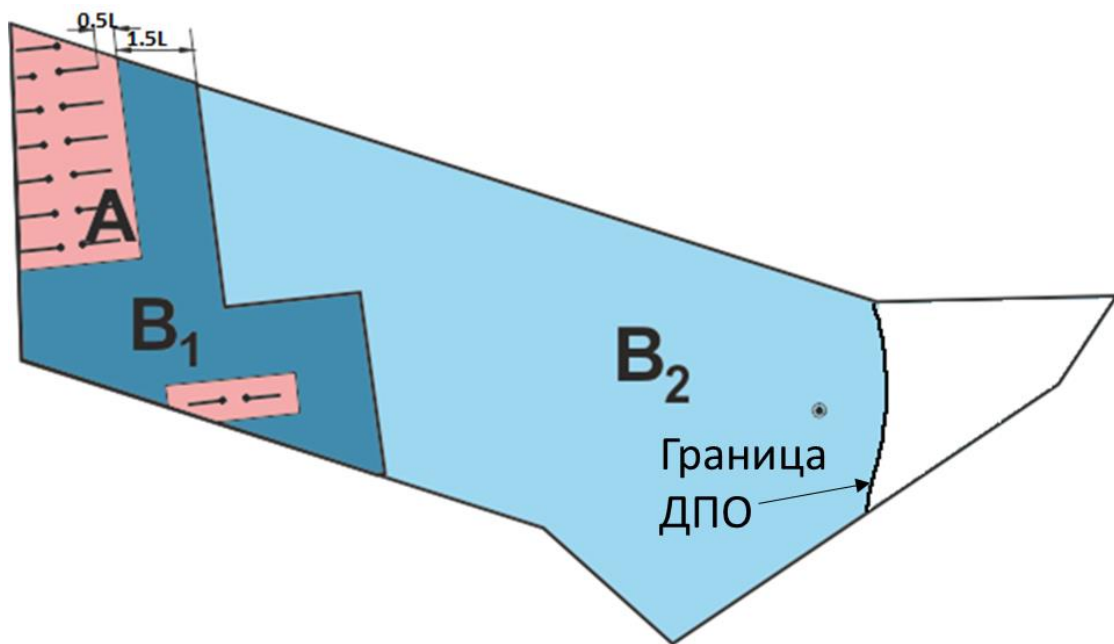


Рис. 6. Выделение запасов категорий А, B_1 и B_2 на разрабатываемом участке, разбуренным эксплуатационными скважинами с горизонтальным окончанием

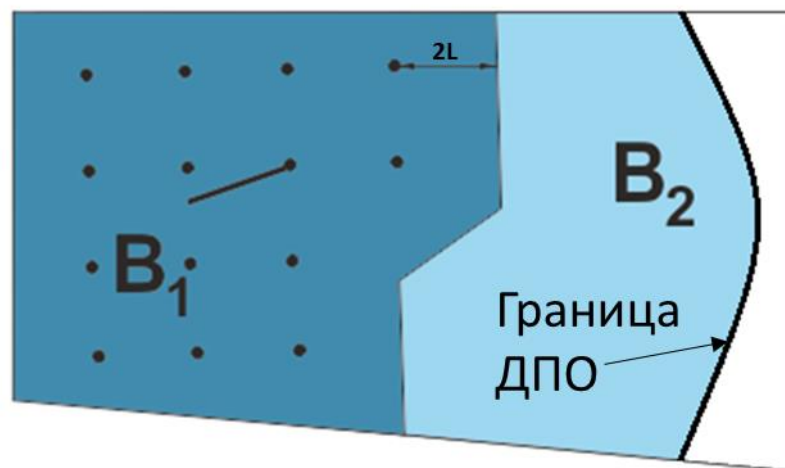


Рис.7. Выделение запасов категорий B_1 и B_2 по данным разведочного бурения на разрабатываемых месторождениях.

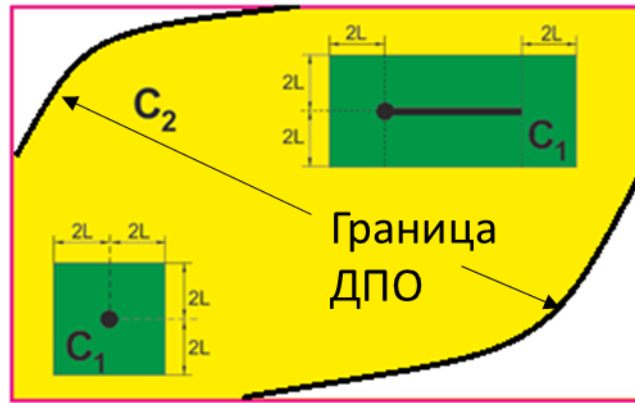


Рис.8. Выделение запасов категории C_1 и C_2 на разведываемых месторождениях.

55. Если в границах контура объекта подсчета пробурена скважина, не подтвердившая продуктивность, граница объекта подсчета запасов проводится посередине расстояния между скважиной с подтвержденной продуктивностью и непродуктивной скважиной, но не ближе расстояния $0,5L$ от продуктивной скважины, (рис. 9). Запасы за пределами нового контура не учитываются государственном балансе запасов.



Рис. 9 Схема выделения категорий запасов при отрицательном результате испытания вертикальной скважины, пробуренной в категории C_2