

осуществляется по сумме объемов и индивидуальным значениям хрупкости каждого минерала.

$$\text{Минеральная Хрупкость} = \frac{\sum_i n_i V_i}{\sum_i d_i V_i}$$

где n_i – коэффициент для каждого минерала (числитель), d_i – коэффициент для каждого минерала (знаменатель), V_i – объем, занимаемый минералом.

Далее, значения параметра хрупкости, полученного двумя способами, могут быть сопоставлены и использованы для определения граничных значений. Для каждого интервала разреза (литотипа) эти значения индивидуальны, но обычно они находятся в диапазоне 35–45%. На **рис. ПЗ.2** красной вертикальной линией показано условное граничное значение параметра Хрупкости равное 40%.

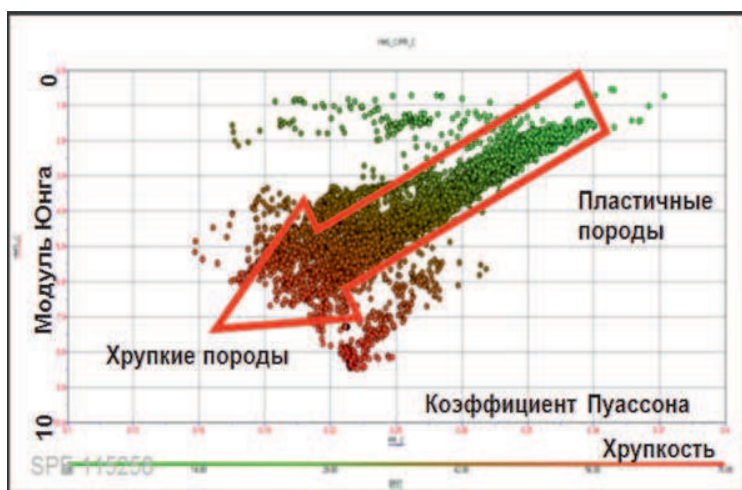


Рис. ПЗ.2. Пример выделения граничного значения параметра хрупкости

Граничные значения могут быть получены и статистическим способом при сопоставлении параметра Хрупкости с результатами испытаний. В случае невозможности определения граничных значений предлагается выделять потенциально проницаемые интервалы по превышению параметра Хрупкости над фоновыми значениями.



Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях

Во «Временных методических рекомендациях по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» изложен алгоритм оценки запасов нефти объёмным методом.

«Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» были рассмотрены на заседании «Методического Совета по геологоразведочным работам на нефть и газ при Федеральном агентстве по недропользованию» (протокол от 28 февраля 2017 г.) и рекомендованы для оперативного подсчета запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях.

Авторы: А.И. Варламов, В.И. Петерсилье, В.И. Порожун, Н.К. Фортунатова, Н.В. Комар, А.Г. Шве́ц-Тэ́нэ́та-Гу́рий (ФГБУ «ВНИГНИ»).

Введение

Нетрадиционные залежи нефти в доманиковых продуктивных отложениях характеризуются тем, что породы, содержащие нефть, одновременно являются нефтепроизводящими и не являются коллектором в традиционном понимании. Они характеризуются практически нулевой проницаемостью и при испытании этих пород из них притока флюидов обычно не получают. При исследовании керна проницаемость образцов, если они не были подвержены техногенным изменениям, составляет обычно десятые и сотые доли миллидарси.

Промышленные притоки нефти из доманиковых продуктивных отложений получают обычно после проведения гидроразрыва с закреплением трещин пропантом, т.е. эти притоки получают уже из другой, искусственно сформированной среды, свойства которой по данным исследования керна, ГИС и испытаниям, выполненным до проведения ГРП, определить нельзя.

Указанные особенности являются основными, отличающими доманиковые продуктивные отложения, и определяющими необходимость разработки особых подходов при подсчете запасов.

Опыт освоения залежей в нетрадиционных коллекторах в США показал, что единственным достоверным способом оценки извлекаемых запасов нефти нетрадиционных коллекторов является анализ работы продуктивных скважин на оцениваемом участке, разбуренном эксплуатационной сеткой скважин. Этот

метод и рекомендован обществом инженеров по оценке запасов нефти и газа (*SPEE*) для подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах в качестве основного [1].

В России для промышленной и даже опытной разработки необходимо провести оценку запасов сразу после открытия месторождения (залежи), поэтому для оперативного подсчета запасов нефти в нетрадиционных коллекторах можно использовать только объемный метод.

Предлагаемый во «Временных методических рекомендациях по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях» алгоритм оценки запасов нефти объемным методом разработан и апробирован на материалах геологоразведочных работ, проведенных в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в Бузулукской впадине.

На территории Волго-Уральской НГП (Пермская, Свердловская, Кировская, Ульяновская, Куйбышевская, Оренбургская, Саратовская, Волгоградская области, республики Татарстан, Башкортостан, Удмуртия) доманиковые продуктивные отложения распространены в пределах следующих стратиграфических подразделений (Стратиграфическая схема. Решение МСК от 06.04.2017 г.).

Во франском ярусе:

- доманиковый (семилукский) горизонт (доманиковая, тлянчи-тамакская свиты),
- речицкий (мендымский) горизонт (трудлюбовская, мендымская свиты),
- воронежский (мендымский) горизонт (алпаровская, мендымская свиты),
- евлановский и ливенский горизонты (янчиковская, асмынская свиты).

В фаменском ярусе:

- байтуганская и малочеремшанская свиты, включающие волгоградский, задонский, елецкий горизонты (нижнефаменский подъярус),
- лебедянский горизонт, оптуховский и плавский (данковский) горизонты (среднефаменский подъярус),
- озерский, хованский, зиганский горизонты (заволжский надгоризонт верхнефаменского подъяруса).

На территории Тимано-Печорской НГП (Архангельская область, республика Коми) доманиковые продуктивных отложения распространены в пределах следующих стратиграфических подразделений (Стратиграфическая схема. Решение МСК от 26.01.1989 г.).

Во франском ярусе:

- доманиковый горизонт (доманиковая свита),
- сирачийский горизонт (мендымская, лыаельская, соплеская, кочмесская свиты),
- евлановский и ливенский горизонты (асмынская, соплеская, кочмесская свиты).

В фаменском ярусе:

- волгоградский (постановление МСК от 1999 г.),

- задонский и елецкий горизонты нижнефаменского подъяруса (кочмесская, губахинская свиты),
- лебедянский, оптуховский горизонты (усть-печорский надгоризонт) среднефаменского подъяруса (губахинская свита),
- плавский и озерский горизонты (зеленецкий горизонт) средне- и верхнефаменского подъяруса (губахинская, зеленецкая свиты).

1. Основные положения

1.1. Породы доманикового типа. Литологические особенности, способы выделения в разрезе

Доманиковые продуктивные отложения представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами со сланцеватой текстурой, а также углеродистыми брекчиями, известняками и доломитами, содержащие органическое вещество ОВ в количестве более 0,5% [2, 3]. Выделение в разрезе пород доманикового типа по указанному критерию реализуется по результатам прямых геохимических исследований керна и по данным ГИС.

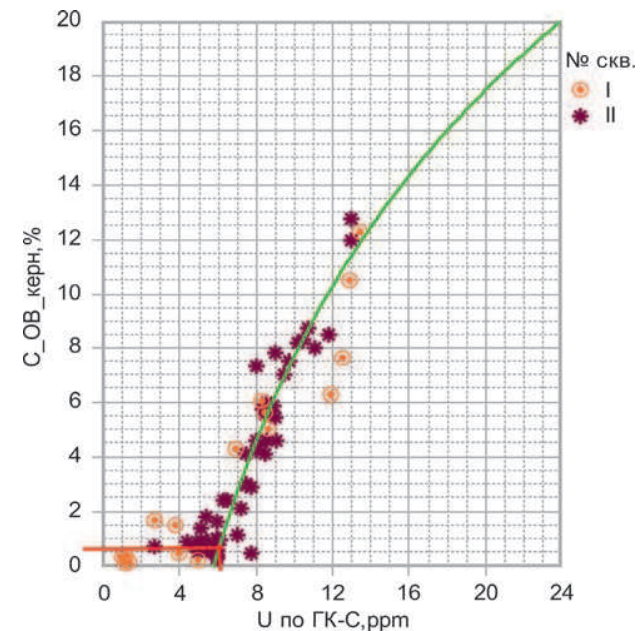


Рис. 1. Сопоставление данных содержания урана по данным ГК-С, ppm и содержания органического углерода ОВ, %. Бузулукская впадина, Кашаевский участок, скв. I и II

По данным ГИС содержание ОВ $C_{ов}$ рекомендуется определять с использованием петрофизической связи типа «керна-ГИС» $C_{ов}$ (по данным геохимических анализов) с содержанием урана, определенным по данным спектрального гамма-каротажа ГК-С. Пример такой связи по двум скважинам Кошайского участка, расположенного в пределах Бузулукской впадины, приведен на (рис. 1).

Ясно, что оценка содержания ОВ описанным методом возможна в скважинах, где проведен расширенный комплекс ГИС, включающий ГК-С. В «старых» скважинах оценку содержания ОВ можно проводить по данным ГК, однако такие оценки менее надежны. Как видно на рис. 2, теснота связи типа «керна-ГИС» ΔJ_y (по данным ГК) = $f(C_{ов})$ для тех же скважин, что и на рис. 1, существенно ниже.

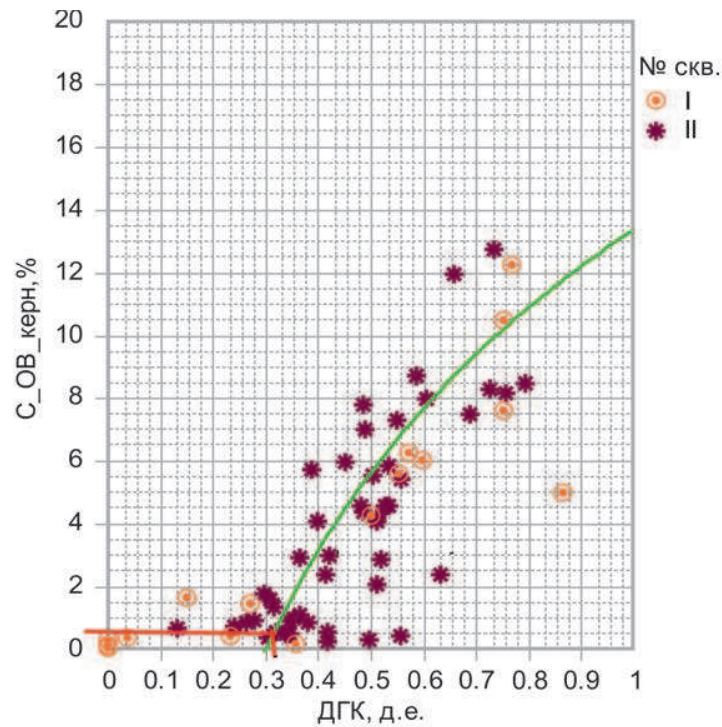


Рис. 2. Сопоставление данных двойного разностного параметра ΔJ_y по данным ГК и содержания органического вещества $C_{орг}, \%$. Бузулукская впадина, Кашаевский участок, скв. I и II

Другой важной особенностью отложений доманикового типа является, как уже отмечалось, практическое отсутствие в них традиционных коллекторов. Это

подтверждается результатами интерпретации данных ГИС, а также путем анализа полученной по керну зависимости проницаемости от пористости (рис. 3):

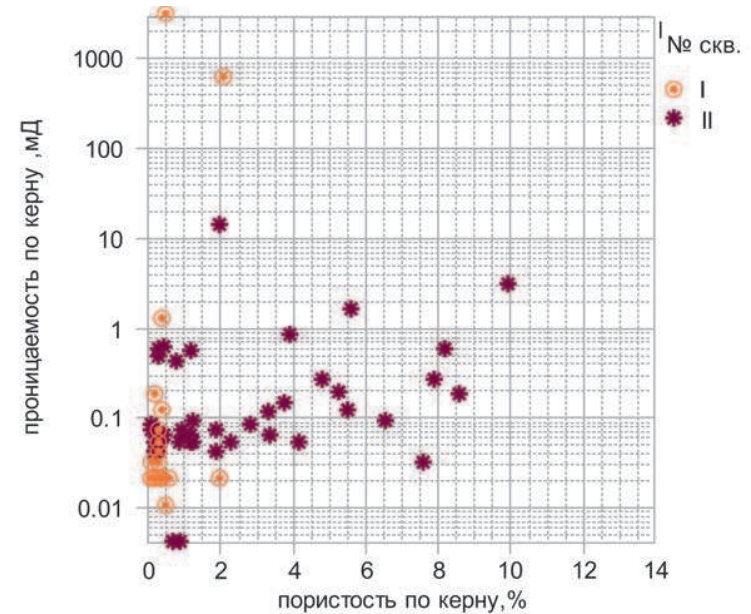


Рис. 3. Сопоставление пористости и проницаемости в отложениях доманикового типа. Скв. I и II, Кашаевский участок

Действительно, как видно из рисунка, связь между коррелируемыми параметрами отсутствует.

Анализируя полученные данные, можно считать, что и коллекторы трещинного типа в доманиковых продуктивных отложениях отсутствуют, т.к. для трещинных коллекторов характерны большие дебиты при испытаниях и широкий диапазон проницаемости при низкой (до 2–3%) пористости. Ни того, ни другого в доманиковых продуктивных отложениях нет.

В то же время, в разрезах встречаются маломощные пропластки проницаемых карбонатных пород, залегающие в виде некоррелируемых линз.

1.2. Стратиграфическая принадлежность

Доманиковые продуктивные отложения на территории Европейской части России, а именно в Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях, развиты в составе верхнедевонско-турнейского осадочного комплекса.

На территории Волго-Уральской НГП доманиковые продуктивные отложения распространены в пределах следующих стратиграфических подразделений (Стратиграфическая схема. Решение МСК от 06.04.2017 г.).

Во франском ярусе:

- доманиковый (семилукский) горизонт (доманиковая, тлянчи-тамакская свиты),
- речицкий (мендымский) горизонт (труднолюбовская, мендымская свиты),
- воронежский (мендымский) горизонт (алпаровская, мендымская свиты),
- евлановский и ливенский горизонты (янчиковская, асмынская свиты).

В фаменском ярусе:

- байтуганская и малочеремшанская свиты, включающие: волгоградский, задонский, елецкий горизонты (нижнефаменский подъярус),
- лебедянский горизонт, оптуховский и плавский (данковский) горизонты (среднефаменский подъярус),
- озерский, хованский, зиганский горизонты (заволжский надгоризонт верхнефаменского подъяруса).

На территории Тимано-Печорской НГП доманиковые продуктивных отложения распространены в пределах следующих стратиграфических подразделений (Стратиграфическая схема. Решение МСК от 26.01.1989 г.).

Во франском ярусе:

- доманиковый горизонт (доманиковая свита),
- сирачойский горизонт (мендымская, лыаельская, соплеская, кочмесская свиты),
- евлановский и ливенский горизонты (асмынская, соплеская, кочмесская свиты).

В фаменском ярусе:

- волгоградский (постановление МСК от 1999 г.),
- задонский и елецкий горизонты нижнефаменского подъяруса (кочмесская, губахинская свиты),
- лебедянский, оптуховский горизонты (усть-печорский надгоризонт) среднефаменского подъяруса (губахинская свита),
- плавский и озерский горизонты (зеленецкий горизонт) средне- и верхнефаменского подъяруса (губахинская, зеленецкая свиты).

Области распространения отложений доманикового типа в пределах выделенных стратиграфических подразделений ограничены позднедевонскими впадинами, их бортами и склонами палеосводов (рис. 4).

1.3. Объект подсчета запасов, площадь распространения доманиковых продуктивных отложений

Резервуары нефти в доманиковых продуктивных отложениях носят название «протяженных» или «непрерывных» резервуаров (continuous reservoirs). Термин «протяженный» резервуар подчеркивает, что тот факт, что залежи нефти

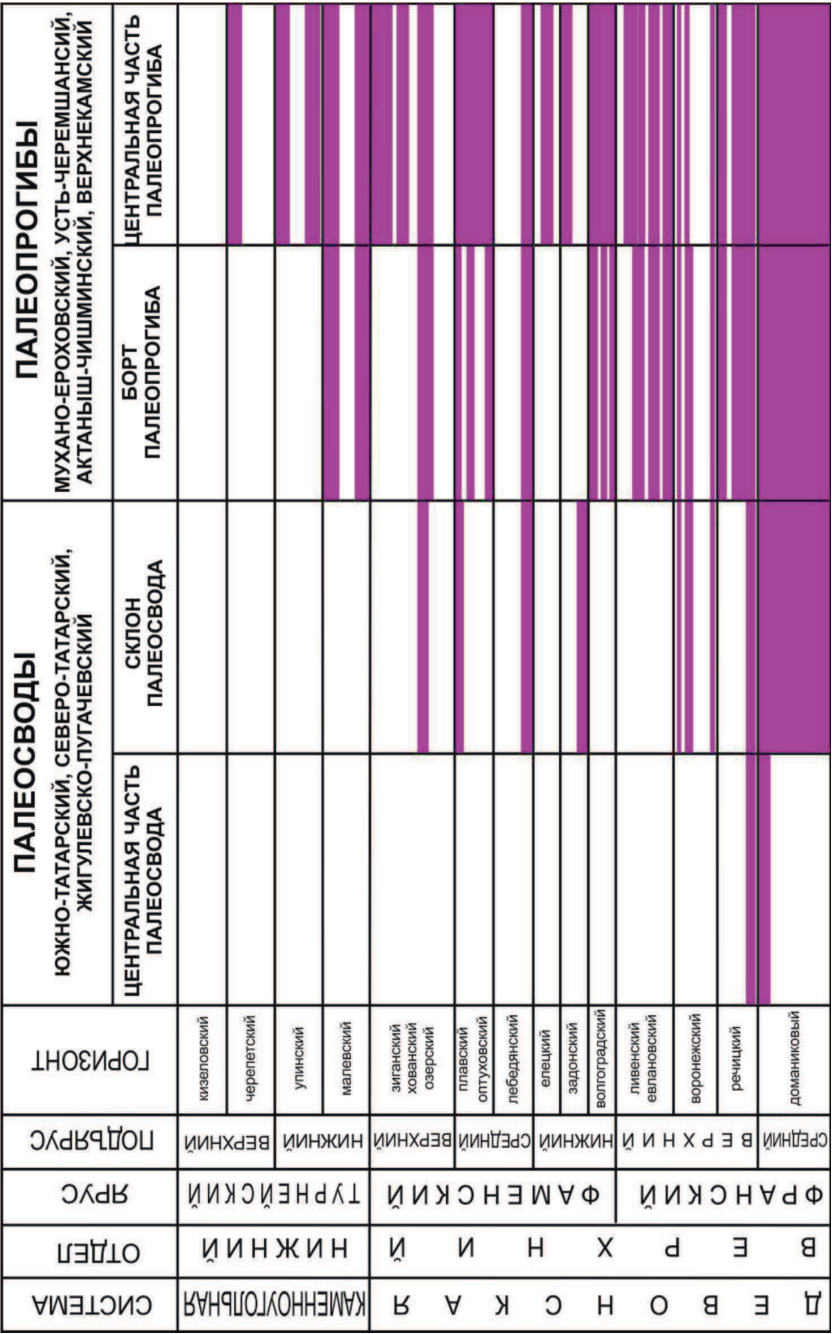


Рис. 4. Стратиграфическое распространение доманиковых продуктивных отложений в Волго-Уральской НГП

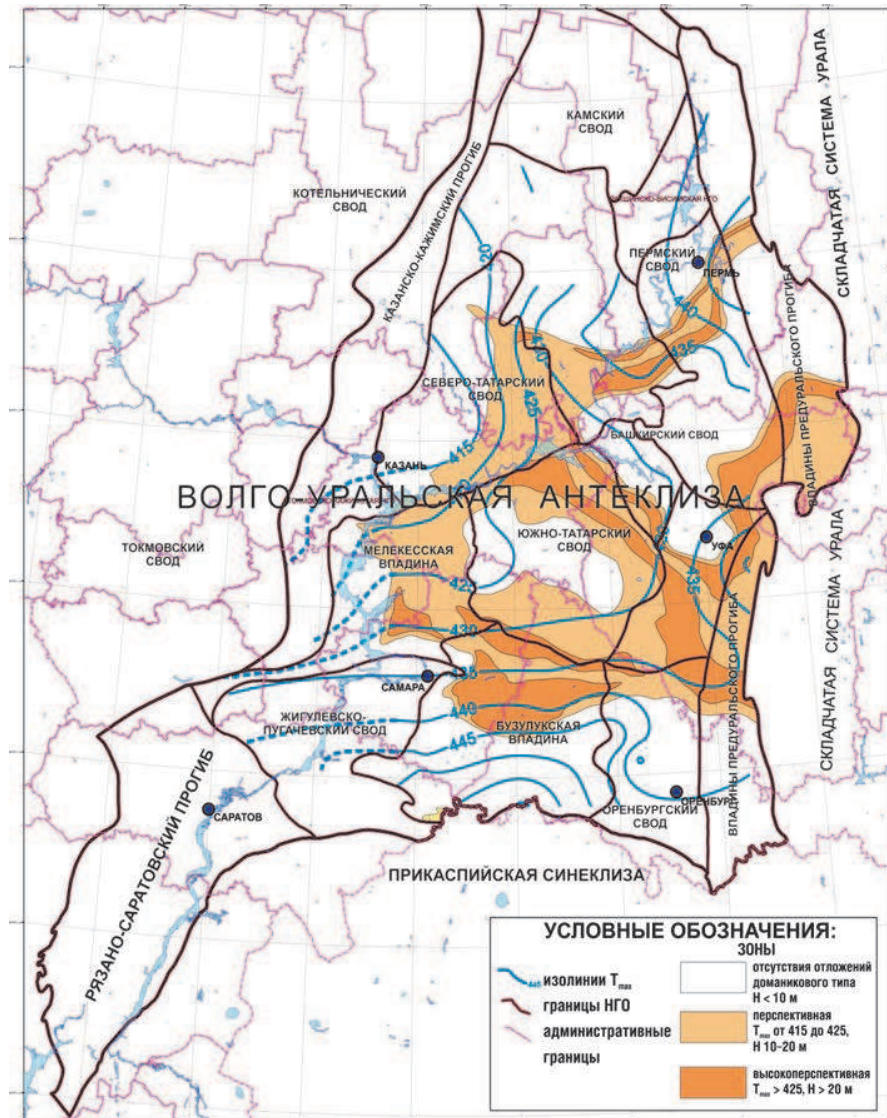


Рис. 5. Карта распространения перспективных зон отложений доманикового типа в евлановском и ливенском горизонтах Волго-Уральской НГП

На **рис. 6** представлена схема развития доманиковых продуктивных отложений в пределах Бузулукской впадины. Там же нанесены границы Кашаевского лицензионного участка, материалы по которому были использованы при раз-

работке алгоритма оценки запасов нефти объёмным методом в отложениях доманикового типа.



Рис. 6. Карты распространения пород доманикового типа в пределах Бузулукской впадины

Для построения карты распространения пород доманикового типа выделение их в разрезе скважин выполнено на качественном уровне по данным, в основном, ГК. Для скважин Кашаевского участка это выделение реализовано по данным ГК-С. Как уже отмечалось, выделение пород доманикового типа выполнено по граничному значению содержания ОВ в 0,5%.

Из рисунков следует, что по части горизонтов Кашаевский участок целиком расположен в ареале развития пород доманикового типа (речицкий, воронежский, евлано-ливенский и горизонты нижнего фамена), а по части – только частично (доманиковый и горизонты среднего и верхнего фамена).

1.4. Выделение нефтенасыщенных пород в разрезах скважин

В отличие от традиционных объектов, где выделяются нефтенасыщенные проницаемые интервалы, объектами подсчета запасов в доманиковых продуктивных отложениях являются нефтенасыщенные породы, в которых нефть находится в рассеянном состоянии и петрофизические свойства которых позволяют получать промышленные притоки нефти, в основном, после проведения гидроразрыва и других методов стимуляции притоков. Другими словами, перспективные интервалы пород доманикового типа коллекторами, в обычном понимании, не являются.

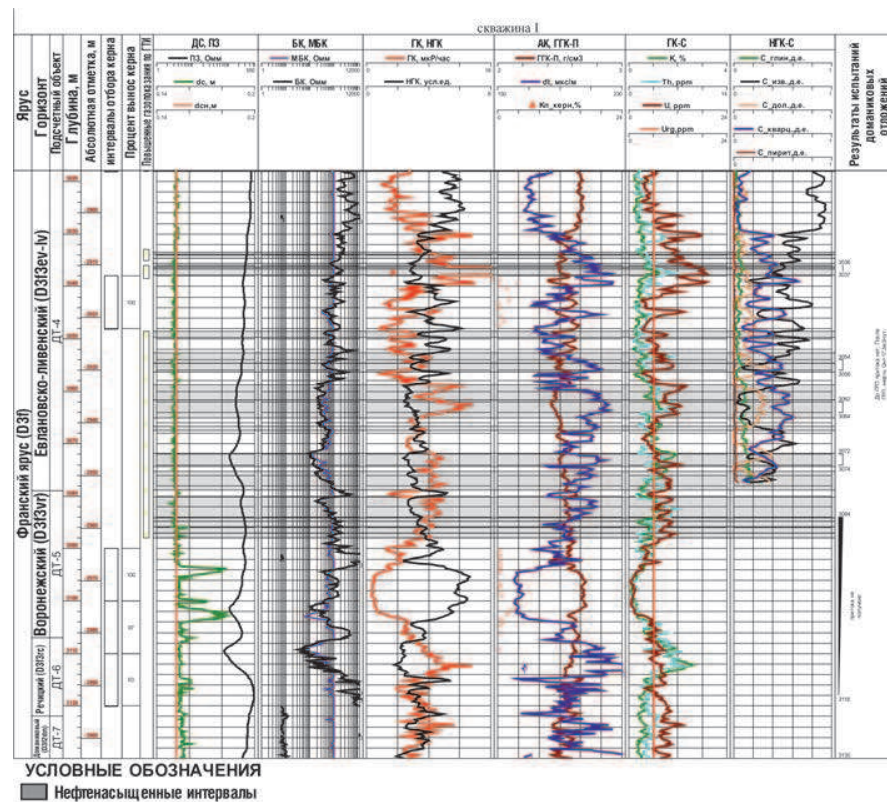


Рис. 7. Выделение нефтенасыщенных интервалов пород доманикового типа, скв. I, Кашаевский участок

В свою очередь нефтенасыщенные интервалы предлагается выделять в разрезе скважины по данным ГТИ (газового каротажа). Выделение производится

по газовой аномалии, вызванной поступлением нефти и растворенного газа за счет разбуривания продуктивного нефтяного объекта. Величина аномалии должна превышать уровень фоновой газонасыщенности не менее чем в 2 раза [5, 6]. Важно подчеркнуть, что выделение пропластков изложенным способом основано на прямых признаках наличия подвижной нефти, проявившихся, что наиболее важно, в скважинных условиях.

Выделение нефтенасыщенных интервалов возможно и по комплексу ядерно-физических методов, включающих углерод-кислородный (C/O) каротаж [4]. C/O-каротаж – это одна из модификаций импульсной нейтронной гамма-спектрометрии, изучающей энергетические и временные распределения плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах порообразующих элементов. Хотя C/O-каротаж выполняется в ограниченном количестве скважин из-за высокой стоимости и сложности количественной интерпретации, преимущества его заключаются в оценке емкостных свойств (пористости и нефтенасыщенности) в разрезах с практически любой литологией. И, кроме того, метод работает и в условиях обсаженной скважины, т.е. может быть использован в пропущенных (транзитных) интервалах эксплуатационных скважин.

Как уже отмечалось, в разрезах с отложениями пород доманикового типа встречаются отдельные маломощные пропластки традиционных коллекторов порового типа, выделяемые по прямым качественным признакам: сужению диаметра скважины, приращению на диаграммах разноглубинных методов электрического каротажа, наличию «свободного флюида» на диаграммах ЯМК и др. Эти пропластки не коррелируются между собой и не являются элементами протяженной нефтяной залежи.

Таким образом, основную часть выделенных по данным ГТИ (газовый каротаж) и C/O каротажа интервалов составляют интервалы нефтенасыщенных пород без прямых признаков коллектора. При опробовании такие интервалы обычно сухие, однако они дают притоки при применении более эффективных способов вскрытия – ГРП, тепловые методы и т.п. (рис. 7).

Следует указать, что из выделенных по данным ГТИ интервалов нефтенасыщенных пород исключаются пропластки чистых карбонатов по уже упомянутой отсечке Сов = 0,5%. Эта отсечка проводится на диаграммах ГК-С или ГК с использованием петрофизических связей содержания органического вещества ОВ с данными ГК-С или ГК (рис. 1, 2).

Еще раз укажем, что интервалы нетрадиционных коллекторов на момент проведения ГИС коллекторами не являются. Поэтому по данным ГИС возможно оценить емкостные свойства нефтенасыщенных интервалов. Фильтрационные характеристики возможно оценить только по данным гидродинамических исследований, проведенных в скважине после гидроразрыва или других способов повышения дебитов.

2. Подсчет запасов нефти

Подсчет запасов нефти залежей в доманиковых продуктивных отложениях объемным методом проводится по традиционной формуле:

$$Q_H = S \cdot h_n \cdot K_p \cdot K_n \cdot \theta \cdot \rho \cdot \text{КИН},$$

где Q_H – геологические запасы нефти, тыс. т,

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

h_n – нефтенасыщенная толщина, м,

K_p – коэффициент пористости (пустотности), д.ед.,

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.,

θ – пересчетный коэффициент, д. ед.,

ρ – плотность нефти, т/м³,

КИН – коэффициент извлечения нефти, д. ед.

Особенность оценки запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях объемным способом залежей заключается в том, что если объемные параметры пород еще можно с определенной условностью определить, то фильтрационные характеристики резервуара определить на этапе поисков и разведки нельзя. Поэтому, даже оценив геологические запасы нефти, извлекаемые запасы оценить можно только условно, приняв величину коэффициента извлечения КИН по опыту (если он есть), или, исходя из целого ряда предположений; о рекомендуемой величине КИН будет написано ниже.

Поэтому при обсуждении и методики, и результатов интерпретации геолого-геофизических данных возможно принятие инженерных, т.е. возможно условных решений.

2.1. Подсчетные объекты, площадь подсчетного участка

Как уже отмечалось, объектом подсчета запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях является часть лицензионного участка (или целиком участок), в пределах которого распространены породы доманикового типа. Эти участки изучены сейсморазведкой и бурением с детальностью, позволяющей проследивать и оценивать продуктивность пластов в выделенном интервале и определить параметры для подсчета запасов.

В пределах Волго-Уральской НГП в доманиковых продуктивных отложениях предлагается выделять следующие продуктивные пласты:

Продуктивный пласт (подсчетный объект)	Стратиграфия	Обозначение
ДТ-1	Заволжский горизонт верхнего фамена	D_{zv}
ДТ-2	Данковский и лебедянский горизонт среднего фамена	D_{3fm_2}
ДТ-3	Волгоградский, задонский, елецкий горизонты нижнего фамена	D_{3fm_1}

ДТ-4	Евлоно–ливенский горизонт	D_{3ev-lv}
ДТ-5	Воронежский горизонт	D_{3vr}
ДТ-6	Речицкий горизонт	D_{3rc}
ДТ-7	Доманиковый горизонт	D_{3dm}

Выделение продуктивных пластов выполняется по данным корреляции разрезов скважин, данных сейсморазведки, изучения керна, т.е. всего комплекса геолого-геофизических данных по объекту подсчета запасов.

Площадь оцениваемого участка принимается равной площади распространения пород доманикового типа, в пределах которой выделяются нефтенасыщенные толщины.

Установление границ распространения доманиковых продуктивных отложений выполняется по результатам геолого-геофизических работ в пределах лицензионного участка на картах масштаба не мельче 1:100000.

2.2. Нефтенасыщенные толщины

Как отмечалось выше (раздел 1.4) нефтенасыщенные толщины выделяются в разрезе скважин по данным ГТИ (газового каротажа) при наличии газовой аномалии, вызванной поступлением нефти и растворенного газа за счет разбухания продуктивного нефтяного объекта. Выделение нефтенасыщенных интервалов возможно и по комплексу ядерно-физических методов, включающих углерод-кислородный (C/O) каротаж.

В случае получения воды при испытании скважины в колонне или прибора на каротажном кабеле необходим ее анализ с определением ионного состава и общей минерализации. Если по данным ПГИ доказано получение воды именно из интервалов испытания, испытанный интервал не может быть отнесен к разрезу с развитием доманиковых продуктивных отложений.

Подсчетное по объекту подсчета запасов (части лицензионного участка, в пределах которой распространены породы доманикового типа) значение нефтенасыщенной толщины определяется по карте нефтенасыщенных толщин. При построении карты используются результаты ПГР по данным сейсмоки (если имеются предпосылки для ПГР). При отсутствии предпосылок величины h_n определяются в экстраполяционной области по доле h_n к общей толщине пород доманикового типа в скважинах.

2.3. Определение коэффициента пористости

Пористость нефтенасыщенных интервалов отложений доманикового типа определяется в наилучшей степени по данным ядерно-физических методов (ИННК, ГК-С, ИНГК-С). Петрофизической основой для определения K_p этими методами являются данные петрофизических исследований, рентгеноструктур-

ного анализа керна, промысловой геохимии (определение параметров ТОС, S1, S2 и др.).

Определение пористости по керну рекомендуется выполнять после экстракции образцов керна органическими растворителями в течение 48 часов, не затрагивая тяжелые углеводороды в пустотном пространстве пород.

На **рис. 8** представлено распределение пористости пород по ГИС для нефтенасыщенных интервалов в подсчетных объектах от ДТ-3 до ДТ-5 в скв. II Кашаевского участка.

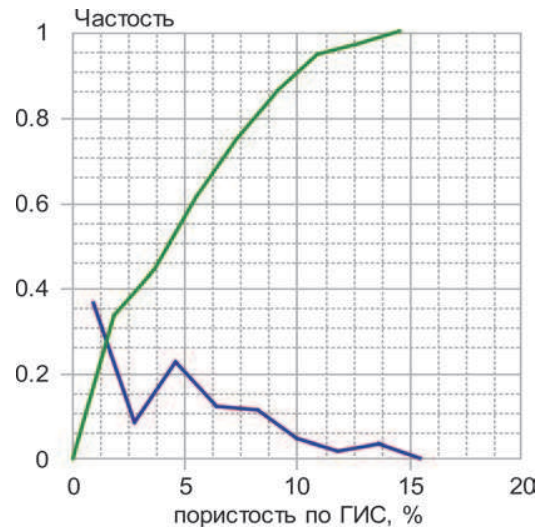


Рис. 8. Распределение пористости по ГИС (Кашаевский участок, пласты от ДТ-3 до ДТ-5, скв. II)

Как следует из рисунка, пористость пород доманикового типа изменяется от 0,1 до 14,3%, составляя, в среднем, (медианное значение) 4,5%. Представляется, что на новых объектах при постановке запасов на государственный баланс по результатам оперативной интерпретации и при отсутствии достаточного объема петрофизической информации, последняя величина может применяться на лицензионных участках Бузулукской впадины.

При определении коэффициента пористости по данным ГИС в доманиковых продуктивных отложениях необходимо знание минералогического состава и содержания органического вещества. Минералогический состав пород оценивается на основе системы уравнений, для корректного решения которой необходимы данные ЯФМ, настроенные по данным керна (РФА, геохимические исследования методом *Rock Eval*) базовых скважин.

Компьютеризированная методика комплексной интерпретации данных ЯФМ описанная в [7], основана на организации взаимодействия между тремя основными видами информации:

1. каротажными данными – результатами измерений в конкретных геолого-технических условиях в виде оцененных геофизических параметров;
2. априорными данными об исследуемом геологическом объекте и условиях измерений, независимыми от каротажных данных;
3. 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.

На **рис. 9** представлено сопоставление результатов определения пористости по данным керна и ГИС. По мнению авторов, сопоставление свидетельствует, в целом, о возможности оценки Кп по данным ГИС, с учетом, естественно, особо сложного характера изучаемого объекта. Отметим также, что это сопоставление получено в скважинах Кашаевского участка, где компанией Шлюмберже выполнены самые современные методы ГИС.

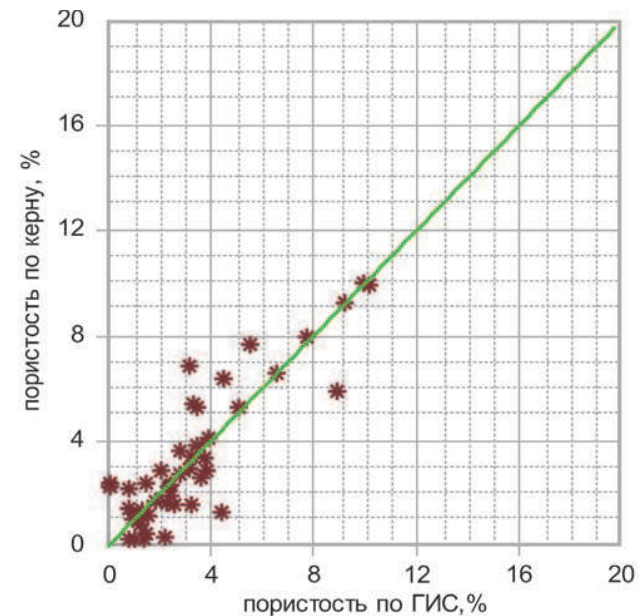


Рис. 9. Сопоставление результатов определения пористости доманиковых отложений по керну и ГИС (Кашаевский участок, пласты от ДТ-3 до ДТ-5, скв. II)

2.4. Определение коэффициента нефтенасыщенности

Особенностью нетрадиционных коллекторов в доманиковых продуктивных отложениях является отсутствие притоков воды при гидродинамических испытаниях, при пробной и промышленной эксплуатации коллекторов. Единичные случаи появления воды в притоках нефти при испытании скважин объяснялись вовлечением в интервал воды других, ниже и вышезалегающих продуктивных комплексов.

На данном уровне информации для нетрадиционных коллекторов рекомендуется при подсчете запасов условно принимать значение K_n равное 0,9.

2.5. Состав и свойства нефти и растворенного газа

Состав, свойства нефти и параметры для подсчета запасов (плотность нефти, газосодержание и коэффициент усадки нефти) определяются по данным стандартных лабораторных исследований поверхностных и глубинных проб, отобранных в процессе опробования и исследования скважин. При отсутствии представительных проб допускается принимать параметры нефти по аналогии с соседними месторождениями.

2.6. Коэффициент извлечения нефти

Наибольшей неопределенностью при оценке запасов нефти в породах доманикового типа объемным методом характеризуется величина коэффициента извлечения. В настоящее время, в связи с условностью выделения интервалов нефтенасыщенных пород, отсутствием на этапе поисковых работ информации о фильтрационных характеристиках продуктивных пластов не существует методик определения коэффициента извлечения нефти из пород подобного типа.

По данным общества инженеров по оценке запасов нефти и газа (*SPEE*) КИН нетрадиционных коллекторов изменяется от 2 до 8% [1]. При таких значительных изменениях оценок величины КИН, оценка извлекаемых запасов нефти объемным методом характеризуется высокой неопределенностью.

В этой связи предлагается алгоритм определения КИН и извлекаемых запасов нефти.

На разрабатываемых залежах (запасы которых оценены по категориям A , B_1 , B_2), извлекаемые запасы и величина КИН принимаются в соответствии с проектными технологическими документами на разработку, в основе которых лежат методы материального баланса, гидродинамического моделирования и другие.

Для разведываемых залежей нефти для нетрадиционных коллекторов в доманиковых продуктивных отложениях в случае отсутствия надежных аналогов и при условии применения технологии множественного гидравлического разрыва пласта величину КИН рекомендуется принимать условно равной 3%.

2.7. Определение категорий запасов нефти

Категории запасов разведываемых и разрабатываемых залежей нефти в доманиковых продуктивных отложениях определяются согласно «Методическим

рекомендациям по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» но с учетом специфических особенностей геологического строения этих залежей нефти.

К категории C_1 (разведанные запасы) относятся запасы залежи (части залежи), нефтеносность которой установлена на основании полученных в скважине промышленных притоков нефти (не менее 1 т/сут при испытании в вертикальной скважине в колонне и не менее 5 т/сут после ГРП в вертикальной скважине) и положительных результатов геологических и геофизических исследований. Запасы категории C_1 должны быть изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления проектного документа.

К категории C_2 (оцененные запасы) относятся запасы залежи (части залежи), наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований. Запасы категории C_2 используются для определения перспектив оцениваемой залежи, планирования геологоразведочных работ или геолого-промысловых исследований и для проектирования разработки залежей.

В соответствии с этим в разрезе скважин категория запасов определяется следующим образом:

- в интервалах залегания пород доманикового типа при наличии притока (МДТ, КИИ при локализации притока или в колонне) запасы в интервале опробования относятся к категории C_1 (на разрабатываемых месторождениях B_1);

- при отсутствии опробования или неполучения притока выделяются запасы категории C_2 (на разрабатываемых месторождениях B_2).

Границу разведанных запасов (категории C_1 (на разрабатываемых месторождениях B_1)) по площади, как и для традиционных залежей, следует проводиться условно на расстоянии 1 км от вертикальной (субвертикальной) или горизонтальной скважины, в которой при испытании получен промышленный приток нефти.

Граница оцененных запасов (категории C_2 (на разрабатываемых месторождениях B_2)) должна проводиться с учетом ареала распространения на площади пород доманикового типа и изученности лицензионного участка. Если изученный лицензионный участок по площади целиком и находится в пределах распространения пород доманикового типа, запасы к категория C_2 (B_2) относятся запасы всего лицензионного участка.

2.8. Списание запасов для пород доманикового типа

Списание запасов категории C_2 (B_2) при проведении разведочных работ реализуется следующим образом.

Если при испытании разведочных скважин невозможно получить промышленный приток технически доступным и экономически рентабельным способом, запасы категории C_2 (B_2) списываются на расстоянии 1 км от вертикальной (субвертикальной) или горизонтальной скважины, в которой при испытании не получен промышленный приток нефти.

Литература

1. Guidelines For The Practical Evaluation of Undeveloped Reserves In Resource Plays. © Copyright 2010 by the Society of Petroleum Evaluation Engineers.
2. Баженова Т.К. Смешанные породы, содержащие некарбонатный углерод //Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. СПб.: Недра. 1998. С. 265–269.
3. Баженова Т.К. Систематика и классификация осадочных пород и их аналогов. 1998. 2002.
4. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика». 2003.
5. Лукьянов Э.И. Интерпретация данных ГТИ. Новосибирск. 2011.
6. РД 153-39.0-069-01. Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин. М. 2001.
7. Методические рекомендации по применению ЯФМ ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах / Под редакцией В.И. Петерсилье и Г.Г. Яценко. Москва-Тверь. 2006.