

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 07.03.2024 г.

Принята к публикации 25.03.2024 г.

EDN: DUFKWD

УДК 551:551.243.4+553.98(571.56)

Бородкин В.Н.

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН; Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Смирнов О.А., Лукашов А.В.

ООО «ИНГЕОСЕРВИС», Тюмень, Россия

Морев А.В.

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

ОБОСНОВАНИЕ ТИПА КОЛЛЕКТОРА НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА МАРКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Нефтяная залежь осинского горизонта относится к литологически экранированному типу, осложнённой системой тектонических нарушений субмеридионального простирания.

Использование геолого-промысловой информации позволило оконтурить зону увеличенной продуктивности, представляющую зону деструкции пород горизонта. Подтверждением гидродинамической сообщаемости между скважинами в разрезе горизонта послужили результаты гидродинамического прослушивания.

Наилучшими коллекторскими свойствами обладают биогермные известняки и доломиты разнокристаллические. Доминирующую роль в типизации пород «коллектор-неколлектор» играют растворимые минералы, количество которых определяет коллекторские свойства. Пустотное пространство в этих породах представлено остаточными пустотами и пустотами выщелачивания.

Используя представление о качестве, типизации и распределении коллекторов, построены карты нефтенасыщенных эффективных толщин и подсчитаны запасы углеводородов.

Ключевые слова: *типизация коллектора, коллекторские свойства, зона увеличенной продуктивности, осинский горизонт, карта нефтенасыщенных эффективных толщин, Марковское месторождение, Восточная Сибирь.*

Для цитирования: Бородкин В.Н., Смирнов О.А., Лукашов А.В., Морев А.В. Обоснование типа коллектора нефтяной залежи осинского горизонта Марковского месторождения Восточной Сибири по комплексу геолого-геофизических данных // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/5_2024.html EDN: DUFKWD

Нефтяная залежь осинского горизонта относится к литологически экранированному типу, осложненному системой тектонических нарушений, которая протягивается в виде линейной зоны субмеридионального простирания. Все скважины, пробуренные в осинском горизонте, вскрыли или нефтенасыщенный разрез коллектора, или зону отсутствия коллекторов. Доказана резкая неоднородность коллектора по продуктивности: в 9 скважинах получен промышленный дебит, в 6 скважинах дебит нефти составил менее 1,5 м³/сут, в 13

скважинах притока не получено – пласт «сухой».

Как правило, скважины, давшие промышленный приток, находятся в непосредственной близости к тектоническим нарушениям, которые являются зонами разуплотнения осинского горизонта. Однако, в связи с происходящими процессами засоления, кальцитизации и доломитизации, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) исследуемого интервала вблизи разломов также могут резко ухудшаться. Поэтому на первом этапе поставлена задача прогноза распространения коллекторов с учетом проявления эпигенетических преобразований отложений, - это необходимо проводить при совместном анализе сейсмических и геолого-геофизических данных. Учитывая резкую изменчивость и неоднородность распространения коллекторов по площади, и неподтверждаемость модели и запасов, требовалось построить новую геологическую модель залежи осинского горизонта.

По данным керна, отложения исследуемого интервала представлены известняками, доломитами с прослоями ангидритов и каменной соли. Следует отметить, что в большинстве скважин, расположенных в контуре нефтеносности, породы с улучшенными ФЕС ($K_{п}=3-13\%$, $K_{пр.трещ}=0,005-1,000$ мкм²) приурочены к центральной части залежи осинского горизонта, где распространены доломитизированные известняки с порами и кавернами, заполненными битумом, каменной солью, белым кальцитом, реже ангидритом.

Ранее, при подсчете запасов авторами была принята модель выклинивания распространения коллекторов. Авторы отказались от этой модели, т.к. считают, что для карбонатных коллекторов характерным является не выклинивание, а замещение. Как аргументом они воспользовались эмпирическим правилом: на построенном кроссплоте отсутствует, как того требует, взаимозависимость между значениями общей и эффективной толщиной коллектора.

Из анализа точек на приведенном графике на рис. 1А можно отметить следующее:

1. отсутствие связи между эффективной и общей толщиной, т.е. эти два параметра не коррелируемы между собой и независимы друг от друга;
2. данный тип взаимоотношения характерен для карбонатных пород и часто проявляется независимо от возраста пород, что свидетельствует об универсальности этой взаимосвязи;
3. для обозначения условий экранирования и границы распространения коллекторов необходимо отдать предпочтение линии замещения, а не выклиниванию.

Учитывая данный результат, продолжен тренд вероятных границ распространения зоны коллекторов в северном и в южном направлениях. При анализе петрофизических и объемных характеристик резервуара осинского горизонта установлена достаточно хорошая зависимость между открытой пористостью и эффективной толщиной коллектора (рис. 1Б). Наличие такой корреляционной связи, как правило, свидетельствует о преимущественно однородном типе

пустотного пространства – монотипе (петротипе), и подчиненной роли других типов емкости коллектора.

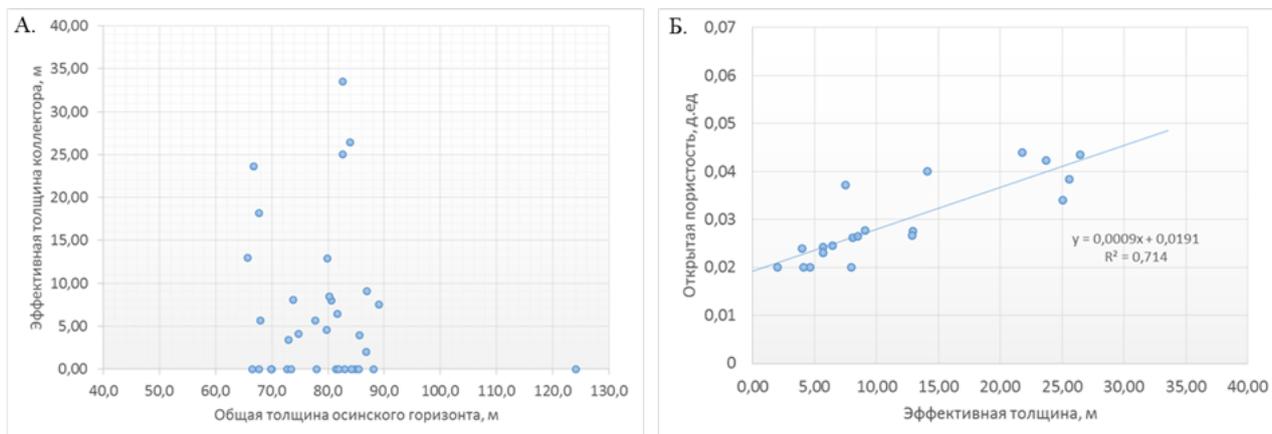


Рис. 1. Графики основных зависимостей между макропараметрами осинского горизонта
 А - соотношение между общей и эффективной толщиной; Б - график зависимости между пористостью и эффективной толщиной коллектора.

На рис. 2А представлена индикаторная диаграмма интервала 2152-2175 м в скв. 8, построенная по результатам испытания скважины на различных режимах.

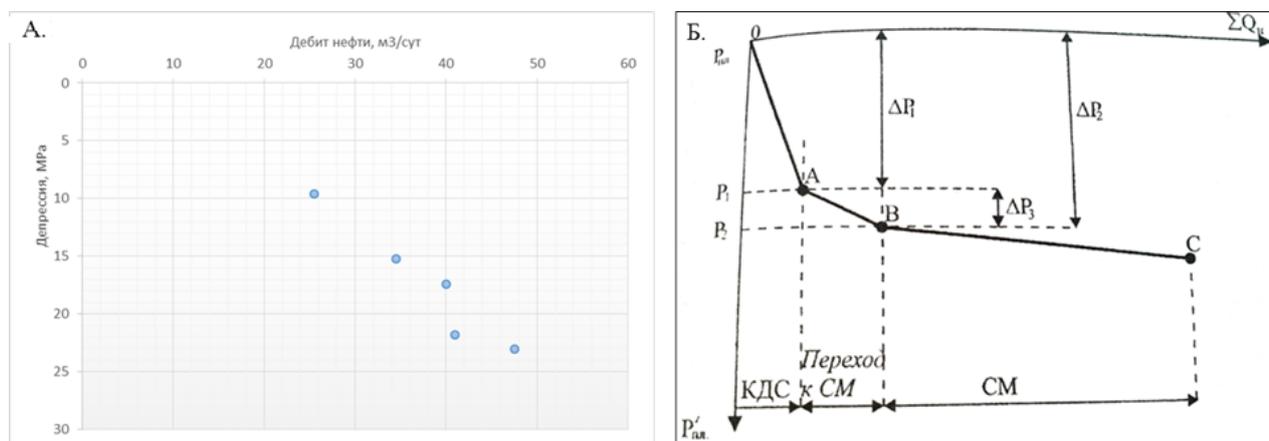


Рис. 2. Геолого-промысловые характеристики коллектора осинского горизонта
 А - индикаторная диаграмма скв. 8 интервал 2152-2175 м (осинский горизонт); Б - основные характеристики геофлюидодинамической системы коллектора со сложной структурой пустотного пространства (Федоров и др., 1980 г.) (по горизонтальной оси - накопление отбор нефти, по вертикальной - начальное и текущее значения пластового давления; СМ - стадия нефтеизвлечения).

В данном случае, типичного для трещинного коллектора, искривления индикаторной кривой к оси дебитов не наблюдается. При этом, форма и тип данной индикаторной кривой характерны для сложнопостроенной толщи, состоящей из нефтенасыщенных прослоев с различными ФЕС, когда увеличение депрессии вызывает подключение прослоев от более высоких к более низким ФЕС.

Авторы не располагали достаточными геолого-промысловыми данными для выполнения анализа расшифровки типа пласта-коллектора осинского горизонта. Наиболее информативным на сегодня для анализа типа преобладающего пустотного пространства является построение графика накопленной добычи от текущего пластового давления (или во времени).

Графоаналитическое изучение зависимости накопленных отборов нефти от текущего давления, приведенное в работах (Федоров и др., 1980 г.) [Денк, 2001], показывает, что вначале нефть извлекается только из трещин (рис. 2Б, отрезок ОА). Когда же депрессия на пласт достигает определенных значений МПа, включается подпитка со стороны блоковой среды и развивается от слабо выраженной (точка А) до весьма интенсивной (точка В). В данном случае отрезок АВ графически отображает запаздывание перераспределения импульсов давления в разнопроницаемых полостных средах. За описанной «зоной неоднозначности» следует отрезок ВС стабильный, относительно равномерный подток УВ из блоков (трещины, межзерновые поры) в систему дренирующих каналов (каналы, трещины) и отток сквозь последние к забоям скважин. Эти же отрезки отображают различные стадии нефтеизвлечения, предопределяемые величиной перепада давления на пласт. Устойчивая «подпитка» межплитчатых каналов из блоковой среды устанавливается не раньше, чем текущее давление снизится по сравнению с начальным. Описанная схема подтверждает тот факт, что величина «подпитывающей» депрессии, обеспечивающая гидрогазодинамическое единство геофлюидодинамической системы, в каждом конкретном случае является индивидуальным параметром.

На основе геолого-промысловой информации оконтурена зона увеличенной продуктивности, которая включает в себя высоко- и среднедебитные скважины. Субмеридионально вытянутая зона представляет собой зону деструкции пород осинского горизонта. Подтверждением гидродинамической сообщаемости между скважинами на большие расстояния служат результаты проведенного в 1966 г. гидродинамического прослушивания между скв. 8 и 49. Тогда установлено, что существует хорошая гидродинамическая связь между двумя этими скважинами, расположенными между собой на 1500 м.

Всего в разрезе Марковской площади по данным лабораторных исследований выделяются 7 основных литотипов: известняки биогермные; биогермные микрокодиевые; доломиты разнокристаллические; разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой; микрозернистые; комковато-сгустковые; интракластовые. Некоторые из этих литотипов представлены на рис. 3.

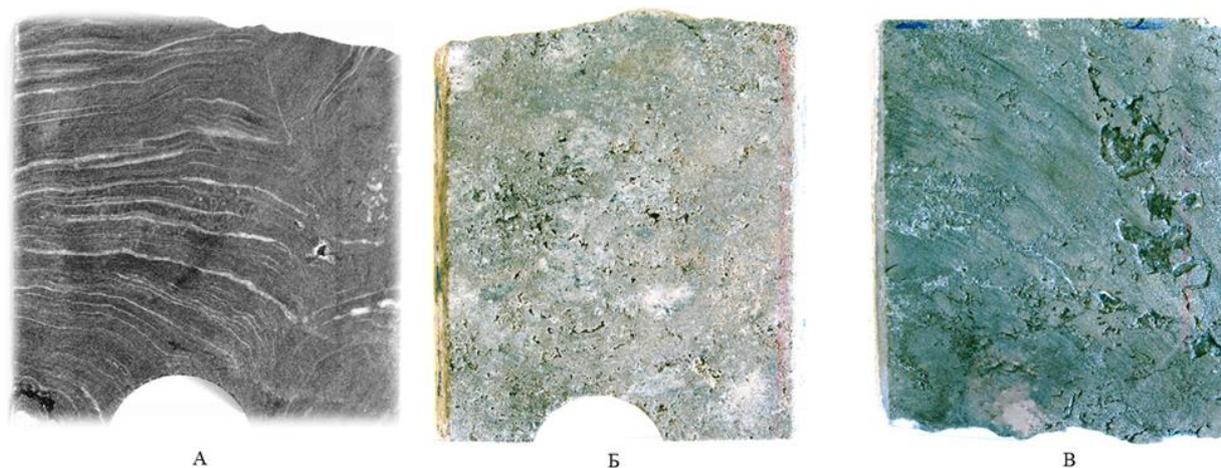


Рис. 3. Фотографии примеров литотипов продуктивного коллектора осинского горизонта

А - строматолитовая слоистость в разнокристаллическом доломите, скв. 49-Бис; глубина 2496,85 м; Б - мелкокавернозный разнокристаллический доломит, скв. 49-Бис, глубина 2519,60 м; В - каверны в доломите с реликтовой органогенно-водородсерной структурой, скв. 49-Бис, глубина 2518,70 м.

Как известно, формирование пустотного пространства пород обусловлено первичной структурой биогермных массивов и характером развития вторичных процессов. Процесс доломитизации играет как положительную, так и отрицательную роль в формировании пустотного пространства. В кавернах и трещинах, а также в межкаркасном и межформенном пространстве широко развиты процессы кальцитизации.

Наилучшими коллекторскими свойствами в разрезе обладают биогермные известняки и доломиты разнокристаллические (пористость - до 4,5%). Пустотное пространство в этих породах – представлено остаточными пустотами и пустотами выщелачивания. До момента засоления пористость пород в пределах центральной части рифового тела достигала 30-40%, но катагенетическое засоление практически полностью это пустотное пространство уничтожило (рис. 4). На рисунке видно, что трещины преимущественно развиваются в уплотненных разностях пород в интервале значений открытой пористости от 0,5 до 3,5%. Исходя из этого, устанавливается следующая градация: матрица $K_{по}=0,5-3,5\%$, трещинно-каверново-поровый тип коллектора $K_{по}=3,5\%$ и более. Однако, что при подсчете запасов авторы принимали граничное значение равное 2,0%.

Доминирующую роль в типизации пород «коллектор-неколлектор» играют растворимые минералы, количество которых и определяет коллекторские свойства [Постседиментационные..., 1980]. С.П. Корсаков и др. (1973 г.) предложили уравнение связи между открытой пористостью ($Y, \%$) и содержанием доломита в карбонатной породе ($X, \%$): $Y = 0,107 X + 1,8$. Коэффициент корреляции составил 0,81.

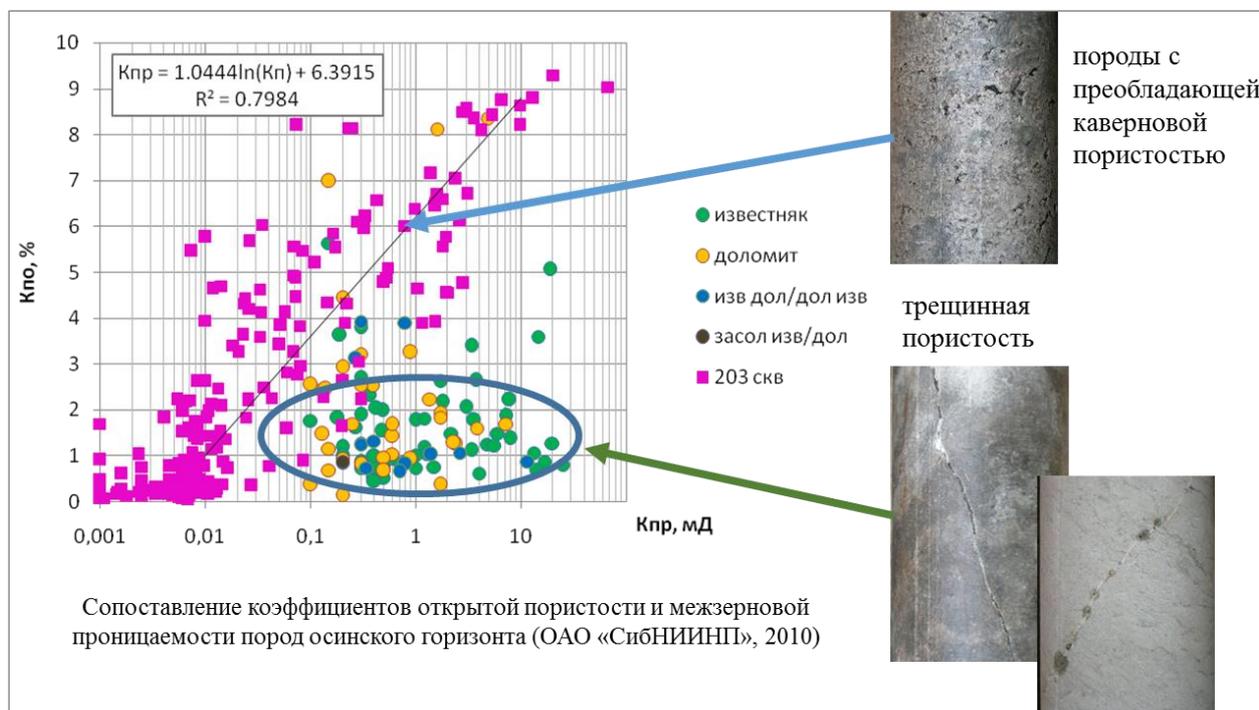


Рис. 4. График сопоставления коэффициентов открытой пористости и газопроницаемости пород осинского горизонта по данным керновых исследований

На гистограммах рис. 5 видно, что основной вклад в трещинно-каверновую проницаемость вносят известняки (от 62 до 76%), а доломиты имеют резко подчиненное значение. Пустотное пространство в этих породах представлено остаточными пустотами и пустотами выщелачивания. На основании чего можно сделать вывод, что основной и определяющий литотип коллектора состоит из известняка (2/3) и доломита (1/3). Доломитизация, как положительный фактор, будет проявляться только в том случае, когда породообразующий кальцит более чем на 70% замещается вторичным доломитом [Гмид, 2006]. Наиболее нарушена трещинами верхняя часть разреза. Встречен интервал с трещиноватостью более 20-ти трещин на метр, трещины, возможно, литогенетические. Тип трещиноватости зависит и от литологического состава карбонатных пород. Более значимые различия наклонов трещин отмечаются в карбонатных породах. Так, в известняках, особенно в доломитах, устанавливается абсолютное преобладание субвертикальных трещин. Мергели и глинистые известняки, наоборот, характеризуются преобладанием (66%) трещин с наклонами 46-75°. Данный вывод можно сопоставить с графиком на рис. 1Б. Отсечке по пористости $K_{оп}=3,5\%$, соответствует значение эффективной толщины, равное 17 м, что позволяет по карте изопахит провести разграничение толщин по типу коллектора.

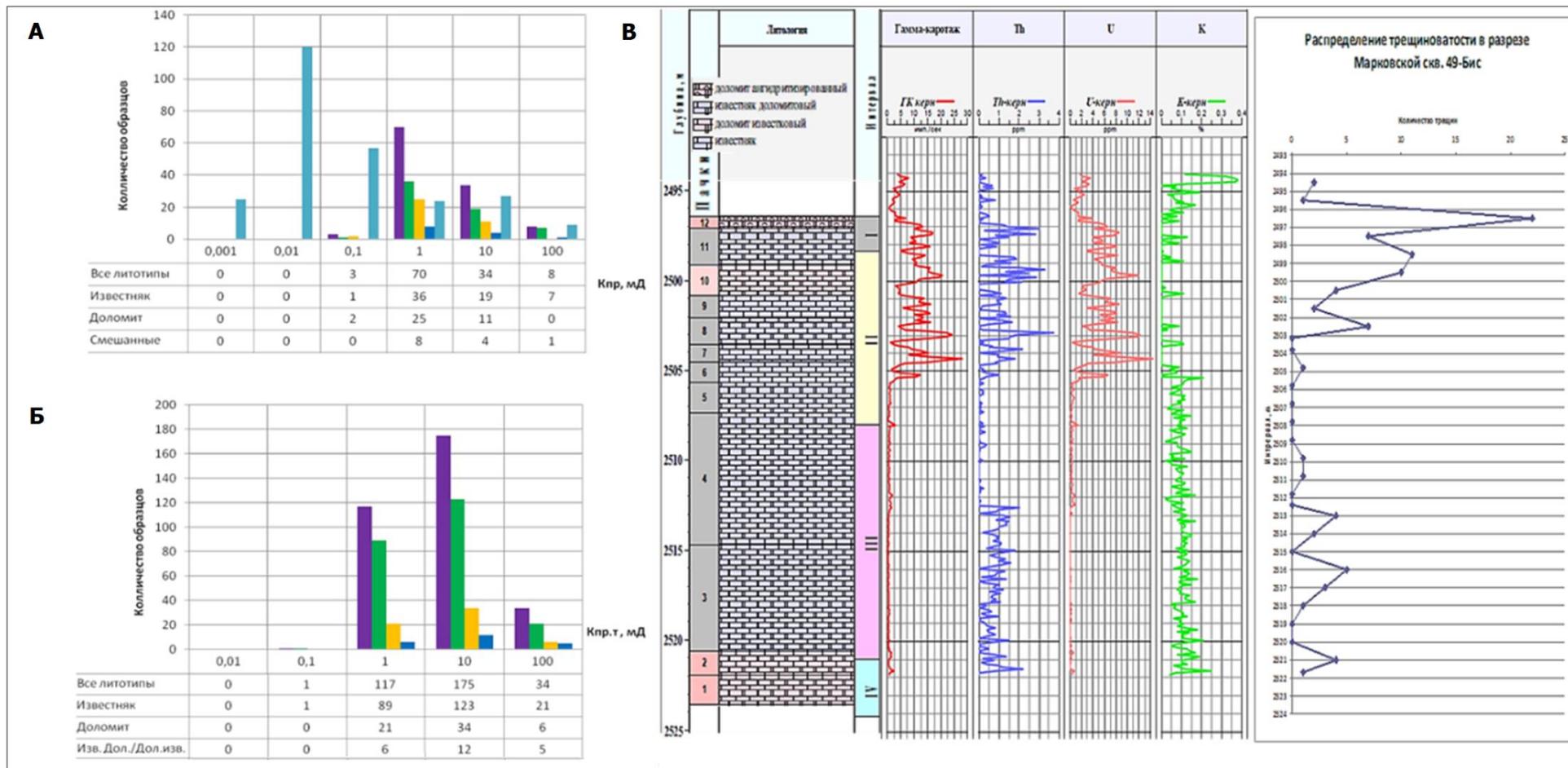


Рис. 5. Распределение проницаемости и трещиноватости по типу коллектора

А - гистограмма распределения плотности вероятности проницаемости пород по керну; Б - гистограмма распределения плотности вероятности «трещинной проницаемости» пород (по расчетам $K_{п, тр}$); В - распределение трещиноватости в разрезе скв. Марковская 49-Бис.

Используя данное эмпирическое правило, можно выполнить зональное районирование по качеству коллектора: максимальным эффективным толщинам соответствует развитие максимальных значений ФЕС с преобладанием неизменной или слабоизменной структурой порового пространства и наличием преимущественно трещино-каверново-порового типа коллектора. К данному типу коллектора авторы относят высоко- и среднепродуктивные скважины. И наоборот, с уменьшением эффективных толщин, в разрезе скважин это связано с усложнением структуры порового пространства, уменьшением ФЕС и развитием порово-каверново-трещинного типа коллектора. К этой зоне развития данного типа коллектора авторы относят скважины с низкой (некоммерческой, непромышленной) продуктивностью. Указанная зона является по совокупности петрофизических свойств и геолого-промысловых параметров матрицей без флюидоподводящих каналов (рис. 6). Наличие гидродинамически замкнутой ловушки определяет наличие упруго-замкнутого режима залежи осинского горизонта.

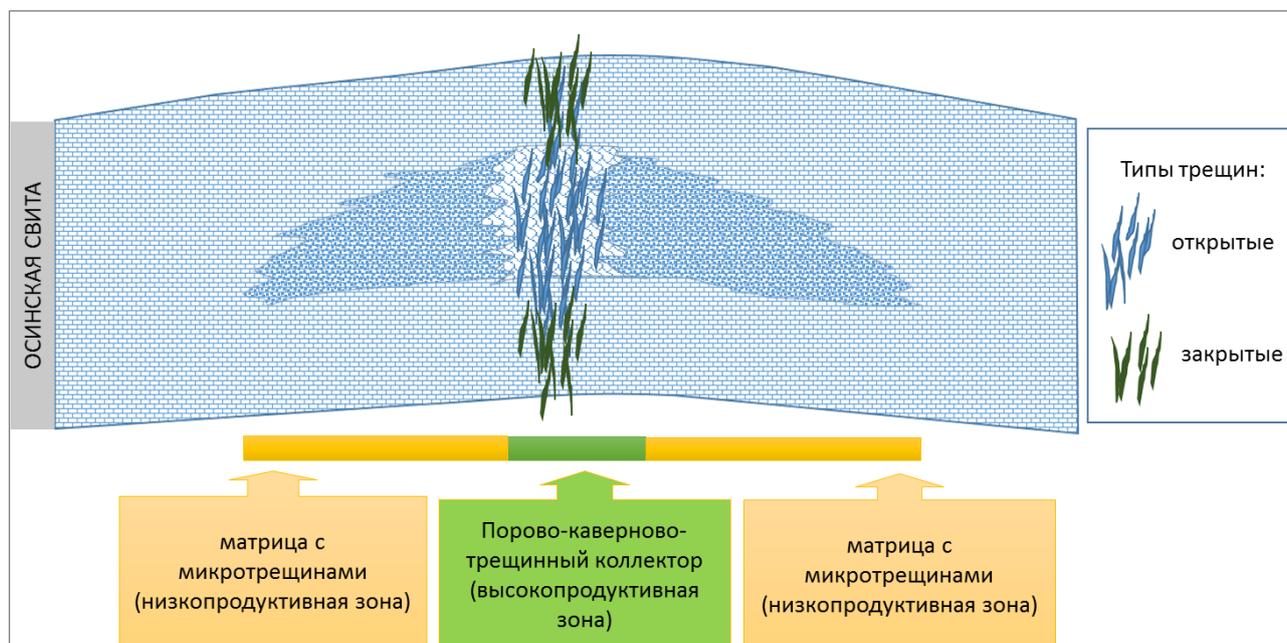


Рис. 6. Принципиальная модель резервуара осинского горизонта Марковского месторождения

Необходимо отметить, что описанная выше закономерность распределения ФЕС по площади залежи ранее установлена для залежи осинского горизонта Талаканского месторождения [Клятышева, 2010].

Используя лабораторные данные исследования керна по скв. 203 и других, изучен вопрос о трещинной емкости коллекторов осинского горизонта (рис. 7).

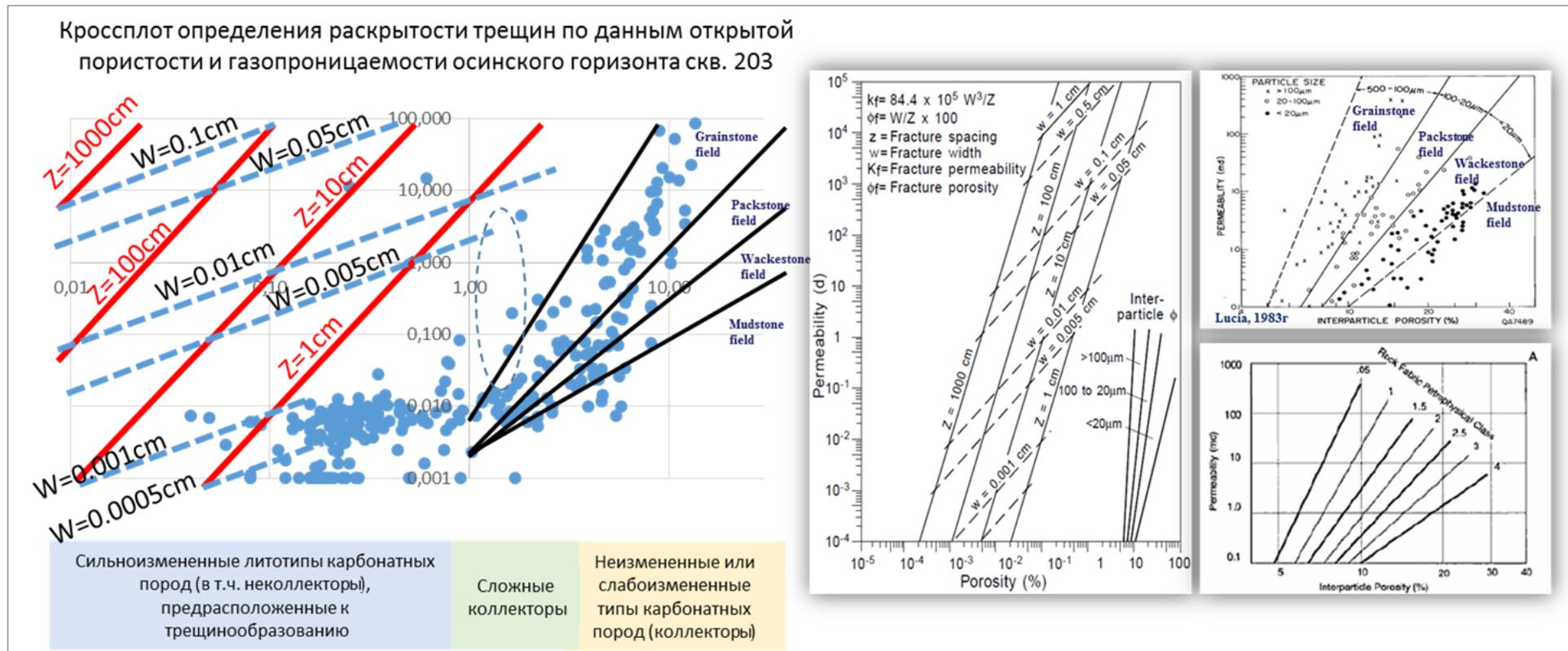


Рис. 7. Кроссплот Lucia для определения параметров трещинной емкости $K_{птр}$ и $K_{пртр}$ [Lucia, 1995]

Как видно на данном кросс-плоте, трещинная емкость имеет очень низкие значения: $K_{птр}$ от 1% и ниже, а $K_{птр}$ от 30 мД и ниже. В данном случае это литогенетические микротрещины с незначительной протяженностью, затухают в пределах маломощных слоев. Все это говорит о том, что керн отобран из непредставительных скважин, которые не вскрыли пласт-коллектор осинского горизонта с высокими ФЕС.

Построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин, подсчитаны запасы углеводородов на основании всех вышеприведенных представлений о типизации и особенностях пространственного распределения коллекторов.

Для оценки запасов неопределенность геологической модели распределения эффективных коллекторов, продуктивности и нестандартный тип пустотного пространства, выполнялись двумя методами: объемным и вероятностным. Исходя из проведенных районирования и площадной зональности распространения коллекторов залежи осинского горизонта, удалось выполнить дифференцированный подсчет запасов, что, по мнению авторов, более точно отражает пространственное распределение запасов основной залежи осинского горизонта с делением на высоко- и низкопродуктивные участки оценки запасов.

Литература

Гмид Л.П. Литологические аспекты изучения карбонатных пород-коллекторов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2006. - Т.1. - <http://www.ngtp.ru/rub/8/07.pdf>

Денк С.О. Геотехнология межблоково-проницаемых коллекторов нефти и газа. Производственное (практическое) издание. - Том 1. Электронные издательские системы, Пермь, 2001. - 214 с.

Клятышева Л.Р. Зональность коллекторов и углеводородонакопления в венд-нижнекембрийском мегакомплексе Непско-Ботубинской антеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2010. - Т.5. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2010.pdf

Постседиментационные изменения карбонатных пород и их значение для историко-геологических реконструкций / Под ред. В.Г. Кузнецова. - М.: Наука, 1980. - 96 с.

Lucia F.J. Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization: AAPG Bulletin. - 1995. - V. 79/9. - P. 1275-1300.

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 07.03.2024

Published 25.03.2024

Borodkin V.N.

West Siberian Branch of the Federal State Budgetary Scientific Institution Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of Russian Academy of Sciences; Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Smirnov O.A., Lukashov A.V.

INGEOSERVICE LLC, Tyumen, Russia

Morev A.V.

Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

INTERPRETATION OF THE TYPE OIL RESERVOIRS OF OSA PRODUCTIVE UNIT - THE MARKOVO FIELD (EASTERN SIBERIA) STUDY USING MODERN GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA

The oil accumulations of the Osa productive unit belong to the lithologically screened type, complicated by a system of tectonic disturbances of submeridional strike.

The use of geological and field data made it possible to delineate a zone of increased productivity, which represents a zone of destruction of unit rocks. Hydrodynamic connectivity between wells in the unit was confirmed by the results of hydrodynamic testing.

Biohermic limestones and heterocrystalline dolomites have the best reservoir properties. The dominant role in the classification of "reservoir-non-reservoir" rocks is played by soluble minerals, the amount of which determines the reservoir properties. The void space in these rocks is represented by residual voids and leaching voids.

Using an of the quality, classification and distribution of reservoirs, maps of oil-saturated effective thicknesses were constructed and hydrocarbon reserves were calculated.

Keywords: *reservoir classification, reservoir properties, zone of increased productivity, Osa productive unit, map of oil-saturated effective thicknesses, Markovo field, Eastern Siberia.*

For citation: Borodkin V.N., Smirnov O.A., Lukashov A.V., Morev A.V. *Izmenenie struktury pustotnogo prostranstva v yurskikh otlozheniyakh v usloviyakh gidrotermal'noy prarabotki na territorii Krasnoleninskogo svoda Zapadno-Sibirskogo basseyna* [Interpretation of the type oil reservoirs of Osa productive unit - the Markovo field (Eastern Siberia) study using modern geological and geophysical data]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 1, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/5_2024.html. EDN: DUFKWD

References

Gmid L.P. *Litologicheskie aspekty izucheniya karbonatnykh porod-kollektorov* [Lithological aspects of the carbonate reservoir rocks study]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2006, vol. 1, available at: <http://www.ngtp.ru/rub/8/07.pdf> (In Russ.).

Denk S.O. *Geotekhnologiya mezhblokovo-pronitsaemykh kollektorov nefti i gaza. Proizvodstvennoe (prakticheskoe) izdanie* [Geotechnology of interblock-permeable oil and gas reservoirs. Production (practical) publication]. *Elektronnye izdatel'skie sistemy, Perm'*, 2001, vol. 1, 214 p. (In Russ.).

Klyatysheva L.R. *Zonal'nost' kollektorov i uglevodorodonakopleniya v vend-nizhnemkembriyskom megakomplekse Nepsko-Botuobinskoy anteklizy* [Reservoirs and hydrocarbon accumulation zoning in Vendian-Lower Cambrian megacomplex, Nepsko-Botuoba antecline]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2010, vol. 5, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/42_2010.pdf (In Russ.).

Postsedimentatsionnye izmeneniya karbonatnykh porod i ikh znachenie dlya istoriko-geologicheskikh rekonstruktsiy [Post-sedimentation changes in carbonate rocks and their significance for historical and geological reconstructions]. Ed. V.G. Kuznetsova. Moscow: Nauka, 1980, 96 p. (In

Russ.).

Lucia F.J. Rock-Fabric/Petrophysical Classification of Carbonate Pore Space for Reservoir Characterization. *AAPG Bulletin*, 1995, vol. 79/9, pp. 1275-1300.