

УДК 552.578.061.4(571.14)

**Запивалов Н.П.**

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия, ZapivalovNP@ipgg.nsc.ru

**Исаев Г.Д.**

Общество с ограниченной ответственностью Научно-исследовательский центр «СИБГЕОНАФТ», Новосибирск, Россия, sibgeonaft@mail.ru

## **НОВЫЕ ДАННЫЕ ПО ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МАЛОИЧСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПАЛЕОЗОЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

*Выявлены стратиграфические и фациальные закономерности развития трещинных резервуаров Малоичского месторождения. Морфология нефтяных залежей, как и морфология флюидотектонических процессов в пределах рифовых массивов, обусловлена очаговой генерацией углеводородов на глубине. Особенности распространения трещинных коллекторов рифового типа позволяют сделать точный прогноз высокодебитных участков, оптимизировать сеть эксплуатационных скважин.*

***Ключевые слова:** очаг генерации, риф, нефть, трещинный коллектор, палеозой, прогноз, Западная Сибирь.*

Малоичское месторождение расположено в Новосибирской области, принадлежит к наиболее известным и изученным [Запивалов и др., 1974; Абросимова, Запивалов, Рыжкова, 1999; Запивалов и др., 2001] месторождениям нефти в палеозойских отложениях Западной Сибири. В 2004 г. работами ОАО «Сибнефтегеофизика» установлена высокопродуктивная зона, в центре которой пробурена скв. 107. Нефтенасыщенная мощность пласта М определена теми же работами на основе изучения временных разрезов. По этим данным залежи нефти в продуктивном пласте М имеют пластово-сводовый тип с гипсометрической дифференциацией флюидов на водоносную и нефтяную фазу. Но имеются некоторые факты, которые противоречат этой модели:

1 – в пределах изученного «куба» отсутствуют скважины в законтурной зоне, которые дали бы притоки воды;

2 – скв. 6, расположенная вблизи внешнего контура нефтеносности, дала приток нефти более 100 м<sup>3</sup>/сут.;

3 – высокодебитные скважины приурочены к активной тектонической зоне, протягивающейся с юго-востока на северо-запад (от скв. 25-2 до скв. 9-27) и выраженной в развитии многочисленных разрывных нарушений субвертикальной ориентировки;

4 – залежи углеводородов (УВ) в пределах региона приурочены к кровельной части палеозойского основания, к карбонатным телам рифовой природы, поэтому продуктивная

зона имеет не повсеместно-пластовый характер, а локализованный рифогенный тип;

5 – дебитность скважин и мощность продуктивного разреза не зависят от степени преобразованности кровли палеозоя (например, закарстованности) или от вещественного состава пород (доломиты или известняки).

Скв. 107 пробурена в южной части Малоичского месторождения. Этот район (рис. 1) характеризуется доминированием карбонатных формаций верхнего силура и девона. Литофациальная модель этого региона образована из следующих стратонов: межовской свиты верхнего силура в юго-западной части территории, свит нижнего и среднего девона (от кыштовской до герасимовской) в средней части и пород верхнего девона (лугинецкая свита и тартасская серия) в восточной части территории исследований.

#### *Силурийский доломитизированный комплекс рифогенных осадков*

Этот комплекс вскрыт скв. Малоичская-21 и 13, а скв. Малоичской-4 на глубине 4420-4600 м разделяется на две крупные литофации (рис. 2): комплекс рифогенных отложений центральной части рифовой системы (ундаформа) и комплекс биокластитов, обломочных пород, кальцирудитов передовых рифовых склонов. И тот, и другой интенсивно доломитизированы, участками до образования вторичных доломитов, однако всегда в разрезах можно наблюдать либо биоаккумулятивный, либо обломочный характер карбонатных пород. Биокластиты и обломочные литофации вскрываются скв. Малоичская-9 на глубине 2900-2920 м.

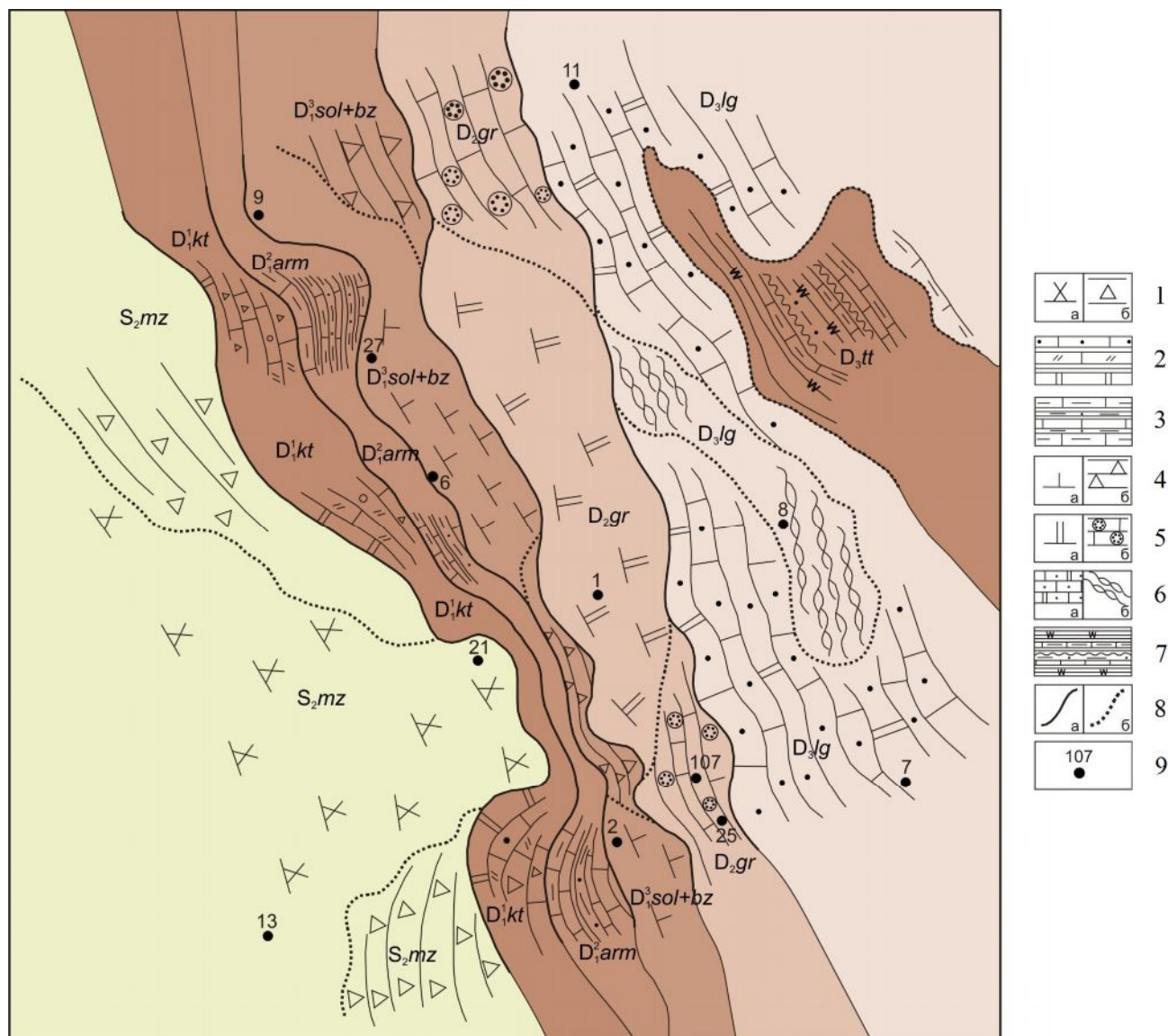
Основные рифостроящие организмы в силуре – строматопораты и водоросли, они и доминируют в разрезах скв. Малоичская-21 и 13, образуя крупные биоостромы и биогермы. Полностью замещенные доломитом, эти биоаккумулятивные образования превращены в карбонатный массив, в котором могут формироваться вторичные пустоты, а в зонах гипергенного воздействия и карсты. Последние представляют наибольший интерес в качестве высокочемких коллекторов улучшенного типа.

#### *Рифогенный комплекс девонской системы*

Этот комплекс состоит из серии стратонов полифациального состава. Резкая фациальная неоднородность стратиграфических подразделений наблюдается для свит эмского яруса (солонвская и биазинская свиты)<sup>1</sup>. Кыштовская свита (D<sub>1</sub><sup>1</sup>kt) распространена в юго-западной части территории, вскрыта небольшим количеством скважин (22, 4, 3), характеризуется как массивным, так и слоистым строением.

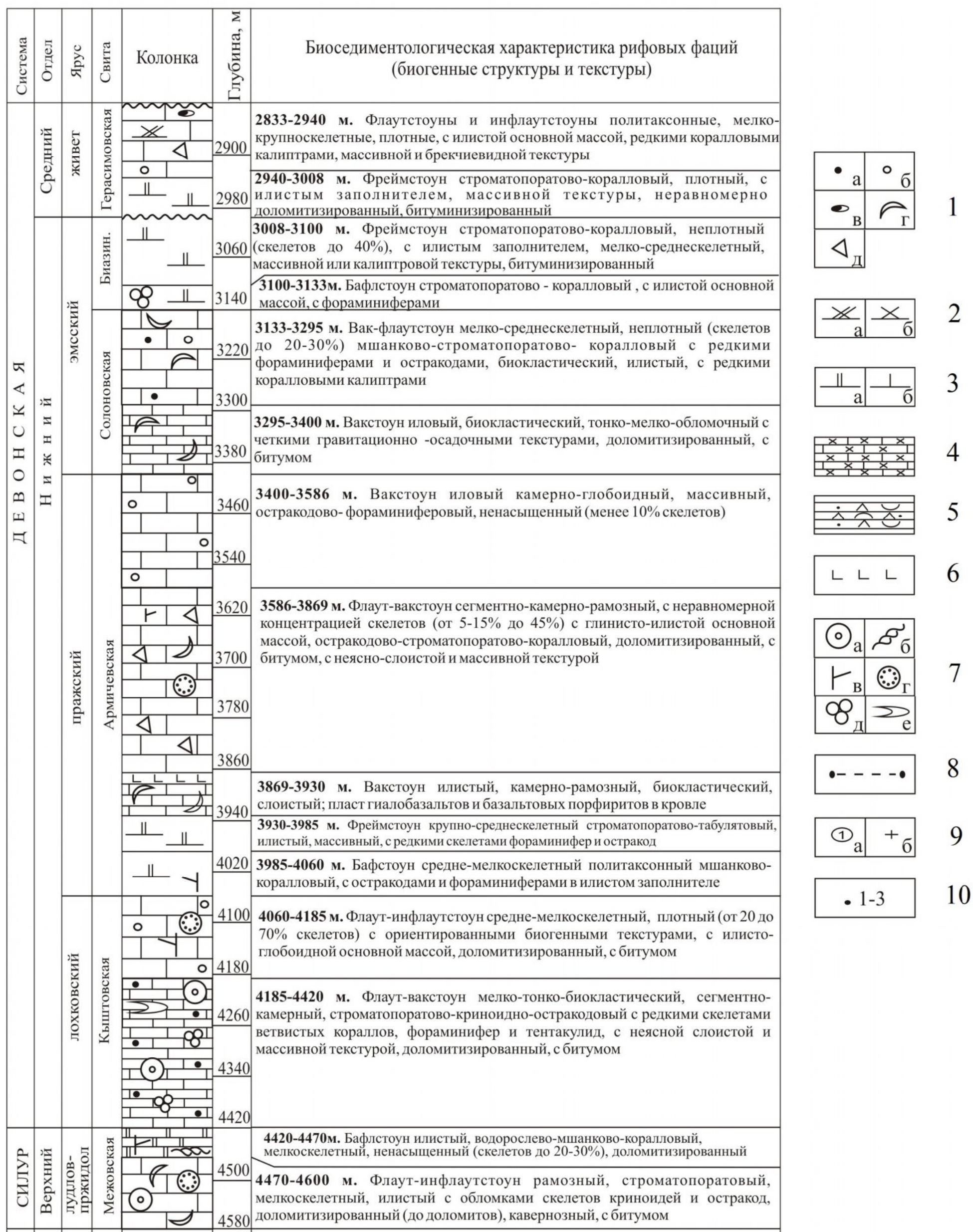
---

<sup>1</sup> Терминология, используемая авторами при характеристике органогенных построек, принята в соответствии со Справочником 1990 г. [Современные..., 1990].



**Рис. 1. Геологическая карта южной части Малоичского месторождения**

1 - Силурийская система, Верхний отдел, Межовская свита - S2mz (а - доломитизированные породы центральной части рифа, б - кальцирудиты и биокластиты передовых склонов); 2-7 - Девонская система: 2-4 - Нижний отдел: 2 - Кыштовская свита - D11kt: доломитизированные известняки, слоистые, массивные глобидно-биолитокластические, 3 - Армичевская свита - D12arm: чередование обломочных доломитов, известковых аргиллитов, илстых известняков и биокластитов, 4 - Солоновская и биазинская свиты - D13sol+bz (а - биостромно-калитровый комплекс; б - калькаренинты, кальцилутиты, слоистые илстые известняки); 5 - Средний отдел, Герасимовская свита - D2gr (а - биогермный комплекс ядерной части рифа, б - биокластиты зарифовой платформы); 6-7 - Верхний отдел: 6 - Лугинецкая свита - D3lg (а - глобидные водорослево-фораминиферовые известняки; б - водорослевые фултиты), 7 - Тартасская серия - D3tt: илстые известняки, глинистые известняки, кремнисто-карбонатно-глинистые породы, кремнистые известняки и аргиллиты; 8 - границы: а - стратонов, б - литофаций; 9 - разведочные скважины.



**Рис. 2. Фациальная последовательность в опорном разрезе Малоичского месторождения (по данным параметрической скв. Малоичская-4)**  
 1 – компоненты карбонатных пород: а – микрит, б – глобоиды, в – сгустки, онколиты, г – раковинный детрит, д – биолитокластический материал; 2 – спаритовые известняки: а – каркасные, б – некаркасные; 3 – микритовые массивные известняки: а – каркасные, б – некаркасные; 4 – илстые слоистые известняки, спаритизированные; 5 – био-литокластовые известняки; 6 – базальтовые порфириды, гиалобазальты; 7 – органогенные остатки: а – криноидеи, б – водоросли, в – кораллы, г – строматопораты, д – фораминиферы, е – тентакулиты; 8 – стратиграфическое распространение таксонов табулят; 9а – номер пачки, б – присутствие в разрезе сопутствующей биоты; 10 – место отбора образцов в разрезе.

Биоаккумулятивные образования типа биостромов, биогермов и калиптров имеют развитие и в составе кыштовской свиты лохковского яруса, но они не образуют крупных органогенных систем или массивов. Они изолированы, замещаются по латерали илистыми и биокластическими разностями известняков, перекрываются глобоидными биокластовыми слоистыми известняками. Таким образом, в пределах распространения кыштовской свиты наблюдается достаточно однородный характер распределения мелких органогенных построек, гравитационных карбонатных пород, глобоидных и биолитокластических образований.

Армичевская свита пражского яруса ( $D_1^2 \text{arm}$ ) на территории исследования не вскрыта ни одной скважиной. Однако, она наблюдается в глубоких параметрических скважинах, например скв. Малоичская-4, в интервале 3400-4060 м, где мощность ее составляет 660 м. Характеризуется чередованием темно-серых, черных обломочных доломитов и известняков, илистых и биолитокластических карбонатных пород, практически полным отсутствием органогенных построек. Элементы биоаккумуляции в разрезах свиты все-таки наблюдаются в виде редких органогенных построек (в основании), сочленений скелетных образований и захоронений рифостроящих организмов *in situ*. Однако, на большей части территории развития свиты доминирует гравитационный тип (в меньшей степени субгравитационный) отложений. Породы участками интенсивно доломитизированы. Только поэтому, армичевская свита выделяется из комплекса рифогенных осадков с большим трудом. Свита может быть высокоперспективна на предмет развития улучшенных коллекторов в областях, где она перекрывается корой выветривания. Здесь могут формироваться высокочемкие коллектора, приуроченные к зоне выщелачивания гипергенной природы.

Солоновская и биазинская свиты эмского яруса нижнего девона распространены в центральной части настоящего региона. По составу биолитофаций они очень близки между собой. Отличия заключаются в большом количестве биогермов, биостромов и калиптров в биазинской свите по сравнению с солоновской, и в доминировании илистых калькаренитовых и биолитокластических разностей в последней. Этот комплекс осадков вскрывается скв. Малоичской-6, 9, 27 и 2. На доюрскую поверхность выходит биостромно-калиптровый комплекс пород, причем с мощной доломитизацией – до доломитов. Синхронный ему биокластический калькаренитовый тип отложений вскрывается, например, скв. Малоичской-4 на глубине 3008-3400 м. Этот тип осадков очень перспективен на предмет поисков нефти и улучшенных коллекторов, так как обладает хорошей первичной межобломочной пористостью и в зонах наложенной интенсивной трещиноватости может

быть прекрасным резервуаром с порово-трещинным пустотным пространством. Эмские биогермы и биостромы не имеют такой мощной переработки, как силурийские рифы. Однако, в пределах зон с активным тектоническим режимом в них может образовываться трещинная система коллекторов с эффективным пустотным пространством.

Герасимовская свита ( $D_3gr$ ) среднего девона символизирует расцвет рифовой системы в девоне. Именно в ее пределах наблюдаются крупные биогермы, биогермные и биостромные комплексы – настоящие рифовые сооружения барьерного типа. Эта свита вскрывается скв. Малоичской-107, 25, 1 и 4. Последняя вскрыла свиту на глубине 2833,6-3008 м (рис. 2). Герасимовская свита занимает центральную часть региона и распространена почти меридионально – от скв. 4 до скв. 25. В пределах свиты устанавливаются две группы литофаций: биогермный комплекс ядерной части рифовой системы и субгравитационные биокластиты зарифовой платформы. Настоящие обломочные карбонатные породы передовых склонов рифового барьера здесь отсутствуют. Это объясняется современным пространственным положением рифовой системы среднего девона, т.е. большая часть настоящих обломочных литофаций передового склона разрушилась в процессе поверхностной деструкции, либо литофации сохранились на глубине, в синхронных отложениях по латерали.

Отложения среднего девона являются высокоперспективными на обнаружение залежей нефти и улучшенных коллекторов по ряду причин. В районах подверженных воздействию гипергенных факторов рифовые сооружения сильно разрушаются с образованием карстовых пустот, пещер, представляющих высокочемкие коллекторы для нефти и в целом УВ. В зонах латеральной и субвертикальной флюидомиграции рифы легко преобразуются в пористые (каверновые) проницаемые резервуары вторичной (флюидной) природы. В областях с повышенной тектонической активностью происходит тектоническая латеральная и субвертикальная дезинтеграция карбонатных пород с формированием трещинного пустотного пространства. Таким образом, все литофации и комплексы пород герасимовской свиты представляют собой первоочередной и главный объект для поисков улучшенных коллекторов и УВ в регионе.

Лугинецкая свита верхнего девона ( $D_3lg$ ) развита в восток-северо-восточной части территории. Она также неоднородна в литофациальном отношении. Вскрывается скв. Малоичской-7, 12, 8, 11. В пределах свиты, в основном, доминирует одна группа литофаций: глобидные, биопелспаритовые водорослево-фораминиферовые известняки зарифовой платформы. Иногда выделяется своеобразный комплекс шельфовых построек типа

биостромов: литофации водорослевых фултитов. Это биолиты со 100 % заполнением пространства скелетами водорослевой природы. То есть, это органогенные сооружения с наиболее плотной упаковкой скелетов. Такие сооружения могли формироваться в наиболее мелководных (практически на поверхности) обстановках без привноса терригенного либо обломочного материала.

Лугинецкая свита в других регионах представляет собой первоочередной объект для поисков улучшенных коллекторов и УВ. В отдельных регионах (Сильгинская СФЗ) в ее пределах наблюдались очаги генерации УВ. В центре Нюрольской СФЗ лугинецкая свита представляет собой настоящий региональный резервуар, так как к ней приурочено подавляющее количество залежей углеводородов и, кроме того, по всем характеристикам она представляет собой и региональный коллектор (пористость в среднем от единиц % до 10%). На Малоичском месторождении область развития лугинецкой свиты является больше флюидоупором, чем коллектором.

Тартасская серия пород верхнего девона ( $D_{3tt}$ ) установлена в северо-восточной части региона. Представленная комплексом кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород, эта свита является настоящей покрывкой или флюидоупором для нефтяных месторождений. Кроме того, этот комплекс пород всегда содержит пелитовое органическое вещество морского происхождения в различной концентрации, что является наиважнейшим признаком, отличающим нефтегазогенерирующие объекты в палеозое. В пределах области распространения тартасской свиты нет ни одной скважины. Здесь присутствие свиты установлено на основании характера сейсмозаписи, идентичного волновой картине, установленной для огромной территории, расположенной как раз на юго-востоке изученного региона. В пределах этого поля скв. Южно-Тарской-10 и 2 вскрыт комплекс отложений тартасской серии. Фациально близкий комплекс осадков вскрывается и скв. Малоичской-20.

Таким образом, литофациальная модель южной части Малоичского месторождения образована из субмеридионально-протяженных стратонів верхнего силура и всех отделов девонской системы. Большинство стратиграфических подразделений полифациальны и имеют рифовую природу. Распределение улучшенных коллекторов обязано закономерностям доломитообразования в регионе, внутренней фациальной неоднородности стратонів и развитию флюидотектонических процессов, приуроченных как к зонам разломов, так и к проницаемым зонам различной природы и направленности.

*Разрез палеозойских отложений, вскрытых скв. Малоичская-107*

Скв. Малоичская-107 вскрыт разрез герасимовской свиты на глубине 2800,6-2850,1 м. В этом карбонатном массиве по ряду признаков фациального и биофациального рода выделяются 15 подразделений, которые можно интерпретировать как органогенные постройки, а также как субгравитационные и гравитационные породы различного состава (рис. 3). В разрезе Г.Д. Исаевым определен богатый комплекс органических остатков, таксономический состав табулят, что позволило установить живетский возраст вскрытых органогенных сооружений.

Трещиноватость достаточно широко проявлена в карбонатном разрезе, вскрытом скв. Малоичская-107. Она изучалась в керне (рис. 4), и в шлифах, и в штуфах различного размера. Глубинная трещиноватость в массиве представляет наибольший интерес, так как именно она играет главную роль во флюидомиграционных процессах. По типу она разделяется на три группы: тектоническую, «сутуровидную» и новообразованную. «Сутуровидная» трещиноватость развивается по сутурным швам и является первичной по природе. Она отражает моменты литификации осадка и формируется на границах раздела слоев в результате неравномерного уплотнения и обезвоживания осадка. Часто поверхности этих сутуровидных швов сопровождаются налетом тонкого пелитового глинисто-органического осадка. Последний не успевает окисляться или перерабатываться биотурбаторами, является неотъемлемой частью процессов карбонатообразования и представляет собой продукт жизнедеятельности рифовых биотопов. Таким образом, сутуровидные швы, как заполненные, так и с развитием по ним трещиноватости, не являются транспортными артериями для миграции УВ-флюидов. Открытая (с развалом керна) сутуровидная трещиноватость возникает только в процессе бурения или при выносе керна на поверхность. В массиве на глубине эта трещиноватость только скрытая, потенциальная, с возможностью развития по ней кавернозности и процессов доломитизации. Ориентировка сутуровидных поверхностей в разрезе скв. 107 изменяется от 30-20° – в верхней части разреза (2804-2806 м), до 20° – в нижней части (2827 м, 2834 м). В средней части, на глубине 2812-2816 м наблюдается выполаживание разреза – до 0-10°. Таким образом, общее падение толщи рифогенных отложений (герасимовская свита живета), исходя из общих геологических и стратиграфических построений, может быть только на восток-северо-восток с падением под углом около 20°.



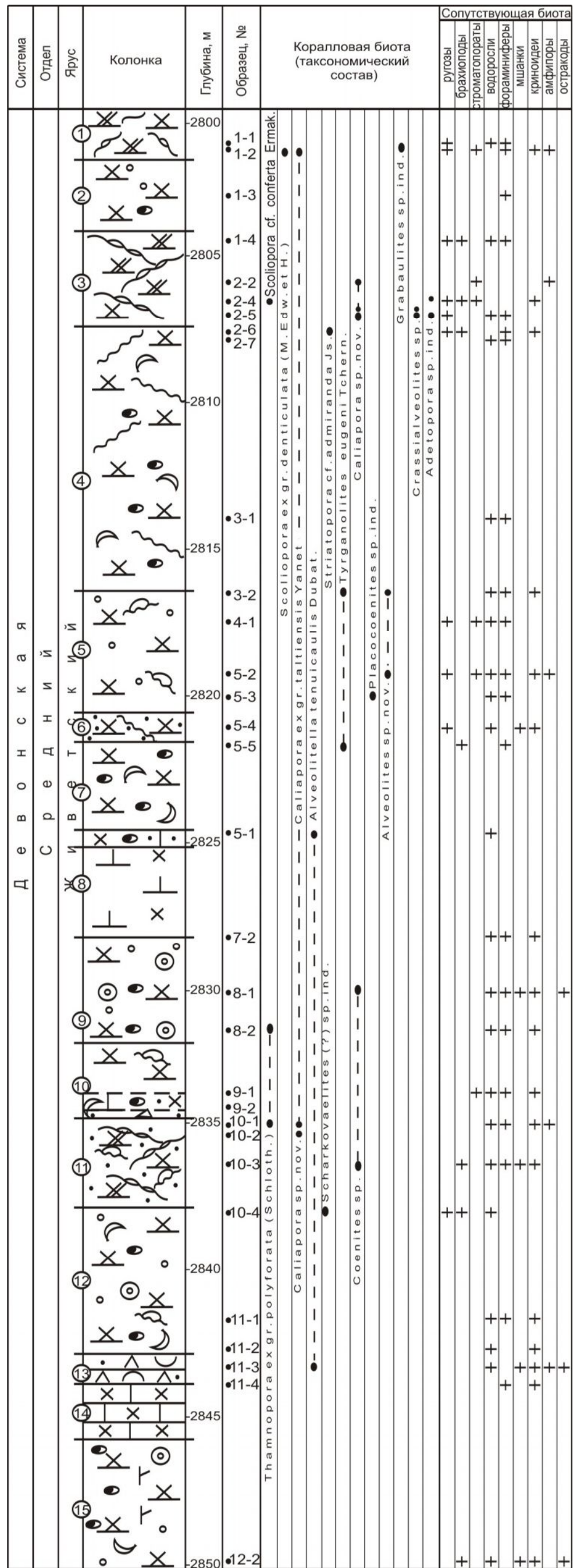


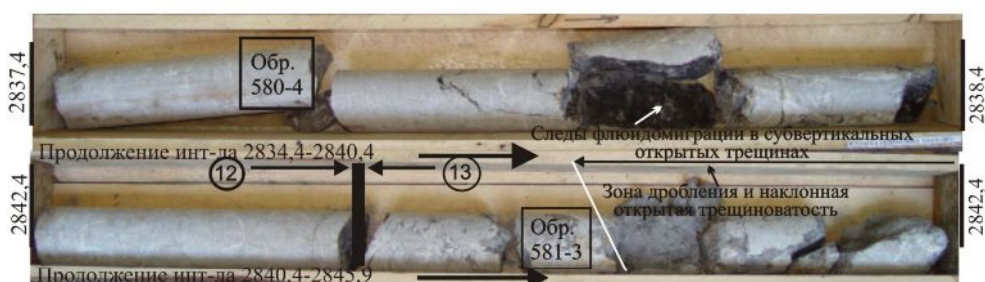
Рис. 3. Стратиграфическая и фаціальная колонка по скв. Малоичская-107

Условные обозначения см. на рис. 2.

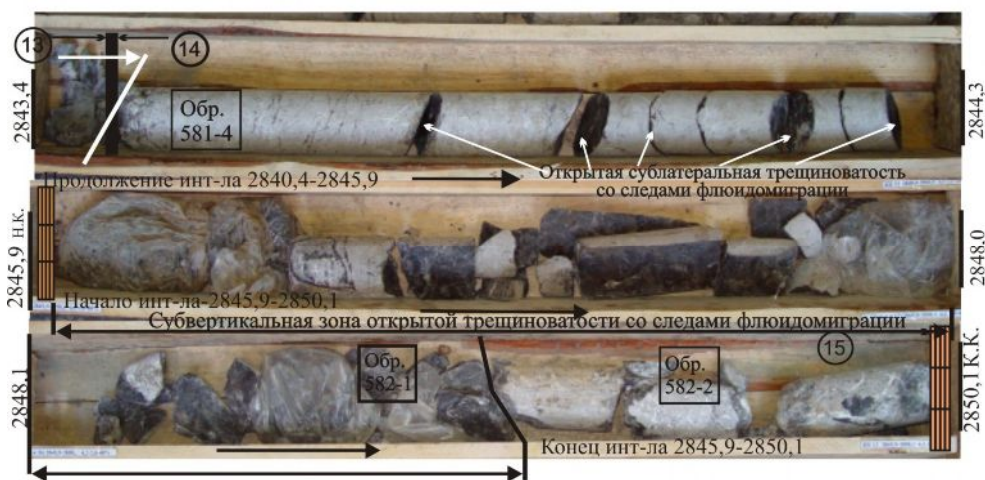
Тектоническая трещиноватость имеет один важнейший признак: наличие зеркал скольжения, которые чаще всего сопровождают тектонические нарушения. Кроме того, в зоне развития тектонической трещиноватости есть другие признаки: элементы смятия пород, наличие деформации зерен, катаклаз и др.



Верхняя часть трещинного резервуара со свободным пустотным пространством



Транзитная трещинная система с субвертикальной фильтрацией УВ-флюидов



Субвертикальная зона трещиноватости со следами флюидомиграции

Нижний трещинный резервуар с признаками эмиграции углеводородов (нафтидоплюм)

**Рис. 4. Особенности выхода керна при пересечении скв. Малоичская-107 трещинного резервуара нефти**

Глубинная новообразованная трещиноватость является главным фактором флюидной проницаемости пород палеозойского основания. Именно она является и проводником, и резервуаром для углеводородов различного фазового состояния. Активные процессы флюидомиграции приводят к тому, что большая часть трещинного пустотного пространства заполняется минералами, такими как кальцит, доломит, кремнезем (зона разгрузки), часть, наоборот, высвобождается для миграции (зона выноса) УВ-флюидов. Поэтому, на глубине в массиве пород наряду с открытыми трещинными системами наблюдается целый комплекс карбонатных образований с интенсивной заполненной сетью разноориентированных трещин.

Открытую трещиноватость на глубине в массиве не так просто диагностировать при документации керна скважин. Отличить ее от искусственной и технологической можно по характеру поверхности, по степени раздробленности на фрагменты, осколки, обломки, а также по особенностям заполнения их в условиях массива, по характеру закатанности частей керна при бурении. При изучении трещин в кернах скв. Малоичской-107 в качестве новообразованной эффективной трещиноватости можно интерпретировать трещины с неровной бугристой поверхностью, содержащей пелитовый углеродистый материал, представляющий собой следы флюидомиграции углеводородов. Такие трещины диагностируются на глубине 2829,0-2834,4 м, на глубине 2838 м, а также в зоне активной флюидомиграции с 2843,8 м по 2849,8 м (рис. 4). В верхних частях разреза также наблюдается открытая глубинная трещиноватость, выраженная в кернах в виде отдельных наклонных сколов (гл. 2803,4 м), либо в форме характерного закатышного и мелкоосколочного выхода керна (зонки дробления и трещиноватости) на глубинах 2803,6-2804,16 м, 2804,52-2804,6 м, на гл. 2805 м, 2805,7-2805,9 м. Эта трещиноватость не имеет признаков флюидов. Она является сопутствующей основной артерии флюидомиграции. Кроме того, наклон этой системы близок к ориентировке пластов герасимовской свиты (20-30°).

Совсем другой тип разуплотнения наблюдается в разрезе скважины на глубине 2829-2834,4 м (рис. 4). Интенсивно фрагментированный, участками мелко-среднеосколочный выход керна с развитием редких следов флюидомиграции (пелитовое ОВ, примазки битумоидов) в виде редких налетов и пленок. Чаше поверхности осколков чистые, что указывает на активное состояние УВ-флюидов. Доминирующая ориентировка зоны разуплотнения – 20° (и в кровле и в подошве), хотя присутствует в разрезе и сопряженная с латеральной субвертикальная трещиноватость. Результаты измерения густоты трещин, трещинной пустотности (а не пористости) и проницаемости показывают достаточно высокое

значение  $K_{пр}$  в интервале 2829,2-2834,4 м. Этот интервал разреза интерпретируется в качестве основного резервуара с трещинной емкостью, с ориентировкой согласно с падением герасимовской свиты. Наблюдается частичная фациальная приуроченность этого резервуара к пачке 9 и 10 изученного разреза скв. 107: это криноидные биолито-эрокластические литофации, расположенные выше кораллово-водорослевого биострома (пачка 11). Его падение наблюдается на восток-северо-восток под углом в  $25^\circ$ . Ниже этой зоны разуплотнения отмечаются крупные отдельные субвертикальные трещины открытого типа (гл. 2838,15 м, 2838,4-2838,8 м), а также наклонная трещиноватость в интервале 2841,9-2844,4 м с обильными признаками миграции УВ-флюидов в виде мощных примазок углеродистого материала, пелитового УВ и битумоидов. Мощность этих пленок составляет до первых мм. Кроме того, в этой зоне на глубинах 2840,2 м и 2841,9 м фиксируются тектонические признаки – зеркала скольжения с наклоном в  $40^\circ$  и  $60^\circ$  к горизонту. Таким образом, интервал разреза 2838-2844,4 м можно интерпретировать в качестве флюидотектонической зоны с открытой трещинной системой (угол  $40-60^\circ$ ), соединяющей нижнюю и верхнюю часть резервуара. Это настоящая артерия для миграции УВ-флюидов.

В интервале 2845,9-2849,7 м наблюдается зона открытой трещиноватости со всеми признаками активной миграции УВ-флюидов. В целом для неё характерны и мелкоосколочный выход керна, и низкий процент выхода керна в интервале, и распад керна на вертикальные фрагменты, причем с развитием на поверхностях остатков от углеводородов в виде черного углеродистого пелита. Эта зона разуплотнения сопровождается также тектоническими признаками – на гл. 2845,3 м – зеркалами скольжения. Обильная кальцитизация – в зоне разгрузки (интервал 2849,7-2850,1 м), а в пределах самого интервала разуплотнения – развитие интенсивной сети карбонатных прожилков указывает на то, что нижний резервуар представляет собой флюидотектоническую зону с трещинным пустотным пространством, ориентированным субвертикально – от  $60^\circ$  вверху, до  $85^\circ$  к горизонту в нижней части. К этой зоне приурочены максимальные значения  $K_{пр}$ . Сложное сочетание субвертикальной и наклонной систем трещиноватости, интенсивное развитие процессов карбонатизации и флюидомиграции одновременно с проявлениями тектогенеза позволяет предположить, что настоящий резервуар является не просто транзитной системой для флюидов, а возможно, представляет собой очаг генерации углеводородов (**нафтидоплюм**).

Таким образом, модель залежи углеводородов по скв. Малоичской-107 обусловлена строением рифовых сооружений в пределах герасимовской свиты среднего девона. Модель залежи состоит из верхнего трещинного резервуара, вскрытого на глубине 2829-2834,4 м с

системой латеральной трещиноватости, совпадающей с простираем криноидных биопелспаритов с падением на восток-северо-восток под углом в 20°. Кроме того, в строении модели присутствует и трещинная транзитная система наклонной ориентировки 40-60°, связывающей нижний и верхний резервуары в интервале 2838-2844,4 м. На забое, в интервале 2845,9-2849,7 м скважиной вскрывается нижний трещинный резервуар с крутой ориентировкой трещин (60-85°) с мощным проявлением флюидомиграции и развитием вторичных процессов и тектоники. Флюидоупором в настоящем разрезе выступают слабопроницаемые карбонатные породы биостромной природы (пачка 1 и 3), а также массивные слабобрасчлененные породы биопелспаритового состава пачек 5-8 и пачка юрских углистых пород перекрывающих палеозойский разрез.

В пределах юго-западной части Малоичского месторождения был проведен полный комплекс сейсмических работ 3D ОАО «Сибнефтегеофизика». В основу интерпретации сейсмической модели 3D положены геологические материалы (рис. 5) по изучению скв. 107 Малоичской площади. В пределах куба 3D на структурной поверхности палеозоя прослежены тектонические нарушения, сближенные участки которых можно интерпретировать как зоны развития трещинного коллектора. Последние приурочены к различным частям Малоичской рифовой системы. Проверка этих коллекторов в результате опробования скважин показало, что практически все из них являются нефтеносными. Только дебитность скважин в них различная (от 3 м<sup>3</sup>/сут. до 100 м<sup>3</sup>/сут. и более). При этом оказывается, что интенсивность тектонической дезинтеграции не всегда напрямую коррелирует с повышением дебитности скважин. Видимо, более проуктивными являются те трещинные системы, которые не вполне реализовались в разрывных дислокациях, а представляют собой микротрещинные флюидопроводящие зоны в градиентном состоянии «напряжение-разгрузка».

В пределах изученного куба 3D выделено пять объектов по очередности ввода в эксплуатацию. Наиболее перспективным является объект 1 (рис. 5). Последний выделяется в области развития рифогенных образований нижнего и среднего девона (солоновская, биазинская и герасимовская свиты) и отличается присутствием нескольких высокодебитных скважин (6 и 9). Объект 2 расположен в районе изученной скв. 107, которая дала приток нефти в 100 м<sup>3</sup>/сут. Она расположена недалеко от 2-ой Малоичской, которая тоже является высокодебитной. Поэтому участок 2 тоже является высокоперспективным и рекомендуется к вводу в эксплуатацию в первую очередь. Рекомендуемые объекты 3-5 расположены в восточной части куба 3D и приурочены к лугинецкой свите верхнего девона,

перекрывающую Малоичскую рифовую систему. Здесь пока нет высокодебитных скважин. Возможно, это объясняется более глубоким залеганием палеозойских нефтидоплюмов.



**Рис. 5. Схема прогноза нефтегазоносности палеозоя Малоичского месторождения**

1 – изогипсы кровли палеозоя ( $OG\bar{A}^1$ ), м; 2 – результаты опробования: а – нефть (более  $100\text{ м}^3/\text{сут.}$ ), б – нефть (менее  $10\text{ м}^3/\text{сут.}$ ); 3а – вода, б – сухо, в – нет данных; 4 – скважина, вскрывшая палеозой; 5 – геологические границы: а – между силуром и девоном, б – кровля кыштовского ( $D_1^1$ ) горизонта, в – между средним и верхним девоном; б – участки активной флюидомиграции и тектонического воздействия (разуплотнения) с формированием трещинного типа коллекторов; 7 – перспективные участки по очередности ввода в эксплуатацию; 8 – тектонические зоны и нарушения с разрывом сплошности и без него.

Последние расположены в области развития рифовых тел эмса и среднего девона, как и в случае объектов 1-2. Возможно, перспективным может быть участок 3, расположенный в пределах развития водорослевых фултитов лугинецкой свиты (скв. 8). Здесь трещинная система разломов имеет близмеридиональное простирание и состоит из коротких нарушений, приуроченных к склонам локальных поднятий. Это очень важно, так как они реализуются в зонах растяжения формирующегося локального поднятия. Видимо, эксплуатационные скважины следует задавать именно в этих зонах растяжения, а не на поднятиях. Объекты № 4 и 5 выделены в пределах других (пелмикритовых и биогермных) литофаций лугинецкой свиты. Здесь пробурены скважины с небольшими притоками (единицы м<sup>3</sup>/сут.) на локальных поднятиях. Но наибольший интерес представляют отрицательные формы рельефа палеозойской поверхности. Участки с развитием последнего и наличием коллекторов трещинного типа должны быть проверены бурением.

### Выводы

При широком развитии доломитизации и вторичных процессов в регионе основным типом коллектора на месторождении (юго-западная часть месторождения) является не кавернозно-карстовый, а трещинный тип глубинного происхождения.

Флюидонасыщенные трещинные системы Малоичского месторождения имеют пятнистое локализованное развитие, что обусловлено очаговым характером генерации УВ на глубине.

На сейсмопрофилях трещинные резервуары нефти выявляются по развитию малоамплитудных и неамплитудных нарушений, приуроченных к локальным поднятиям, либо группе поднятий, с определенным типом сейсмосаписи.

Задача увеличения потенциала Малоичского месторождения состоит в рациональной оптимизации размещения сети добывающих скважин, в точном локальном прогнозе высокодебитных трещинных резервуаров в пределах рифовой системы палеозоя.

### Литература

*Абросимова О.О., Запивалов Н.П., Рыжкова С.В.* Оценка фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов в палеозойских отложениях Малоичского месторождения нефти в зависимости от их геологической природы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1999. – № 3. – С. 13-18.

*Запивалов Н.П., Исаев Г.Д., Столбова Н.Ф., Столбов Ю.М.* Малоичское месторождение палеозойской нефти в Западной Сибири // Материалы Междунар. науч.-тех. конф. «Горно-геологическое образование в Сибири. 100 лет на службе науки и производства», 10-14 сент.

2001 г. – Томск: ТПУ, 2001. – С. 112-117.

Запивалов Н.П., Минько В.А., Плуман И.И., Рожок Н.Г. Открытие палеозойской нефти на Малоичском месторождении в Новосибирской области // Новые данные по геологии и полезным ископаемым Зап. Сибири. – Томск: ТГУ, 1974. – Вып. 9. – С. 30-34.

Современные и ископаемые рифы. Термины и определения: Справочник / Журавлева И.Т., Космынин В.Н., Кузнецов В.Г. – М.: Недра, 1990. – 184 с.

### **Zapivalov N.P.**

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, Novosibirsk, Russia, ZapivalovN.P.@ipgg.nsc.ru

### **Isaev G.D.**

Research Center «SIBGEONAFТ», Novosibirsk, Russia, sibgeonafт@mail.ru

## **NEW DATA ON THE GEOLOGY AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE MALOICHSKY FIELD PALEOZOIC OF WESTERN SIBERIA**

*Stratigraphic and facies regularities of fracture reservoirs' developing of the Maloichsky field are revealed. Morphology of petroleum deposits as well as morphology of fluid-tectonic processes within reef massifs is substantiated by focal hydrocarbon generation on depth. Peculiarities of distribution of fracture reservoirs of reef type allow us to forecast high debit areas and optimize network of producing boreholes.*

**Key words:** oil, fracture reservoir, focal generation, forecast, reef.

### **References**

Abrosimova O.O., Zapivalov N.P., Ryzhkova S.V. *Otsenka fil'tratsionno-emkostnykh svoystv porod-kollektorov v paleozoyskikh otlozheniyakh Maloichskogo mestorozhdeniya nefi v zavisimosti ot ikh geologicheskoy prirody* [Evaluation of reservoir properties of reservoir rocks in the Paleozoic deposits of Maloichsky oil fields, depending on their geological nature]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy*, 1999, no. 3, pp. 13-18.

Zapivalov N.P., Isaev G.D., Stolbova N.F., Stolbov Yu.M. *Maloichskoe mestorozhdenie paleozoyskoy nefi v Zapadnoy Sibiri* [Maloichsky Paleozoic oil field in Western Siberia]. *Materialy Mezhdunar. nauch.-tekh. konf. «Gorno-geologicheskoe obrazovanie v Sibiri. 100 let na sluzhbe nauki i proizvodstva»* [Proceedings of the International Scientific-technical conference "Mining and geological education in Siberia. 100 years in the service of science and industry"]. Tomsk: TPU, 2001, pp. 112-117.

Zapivalov N.P., Min'ko V.A., Pluman I.I., Rozhok N.G. *Otkrytie paleozoyskoy nefi na Maloichskom mestorozhdenii v Novosibirskoy oblasti* [Discovery of the Paleozoic oil in Maloichsky field, Novosibirsk region]. *Novye dannye po geologii i poleznym iskopaemym Zap. Sibiri*. Tomsk: TGU, 1974, vol. 9, pp. 30-34.

Zhuravleva I.T., Kosmyinin V.N., Kuznetsov V.G. *Sovremennye i iskopaemye rify. Terminy i opredeleniya: Spravochnik* [Modern and fossil reefs. Terms and definitions]. Moscow: Nedra, 1990, 184 p.

© Запивалов Н.П., Исаев Г.Д., 2012