

УДК: 550.8.01

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art12

ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В НИЖНЕПЕРМСКИХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ЦИЛЬЕГОРСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Драбкина А.Д.

Институт проблем нефти и газа РАН

E-mail: nastyadrabkina94@gmail.com

Аннотация. В северной части Цильегорской депрессии Хорейверской впадины установлены линейно вытянутые постройки, являющиеся частями сложной ассельско-сакмарской рифовой системы. На одном из локальных объектов, по данным интерпретации ГИС, ассельские карбонаты возможно продуктивны в 5 скважинах, а в одной получен промышленный приток нефти. В результате проведенного анализа материалов сейсморазведки 3D и комплекса ГИС выделены и протрассированы в верхних частях органогенных построек зоны коллекторов с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, являющимися перспективными объектами на поиски залежей нефти и газа.

Ключевые слова: ГИС, глинистая пачка, Хорейверская впадина, модель рифового резервуара.

PROSPECTS FOR SEARCHING FOR OIL AND GAS DEPOSITS IN THE LOW-PERM REEF DEPOSITS OF THE NORTHERN PART OF THE TSILEGORSK DEPRESSION

Drabkina A.D.

Oil and Gas Research Institute RAS

E-mail: nastyadrabkina94@gmail.com

Abstract. In the northern part of the Tsilegorsk depression of the Khoreyver depression, linearly elongated structures are established, which are considered parts of the assel-sakmar reef system. According to the geophysical research wells interpretation data, assel carbonates are productive in 5 wells in on one of the local objects, in one industrial flow of oil is obtained. As a result of the analysis of the 3D seismic materials and the geophysical research wells complex, we isolated and traced in the upper parts of the organic structures, along their crests, the zones of reservoirs with enhanced reservoir properties.

Keywords: geophysical research wells, clay pack, Khoreyver depression, reef reservoir model.

В настоящее время актуальными стали поиски залежей нефти и газа в высокочастотных, высокочастотных коллекторах. Одним из направлений таких исследований является изучение рифовых объектов на территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В работе проведен анализ и интерпретация сейсмических материалов, в результате чего построена новая модель рифового резервуара в восточной части Хорейверской впадины.

В северной части Цильгорской депрессии Хорейверской впадины установлены линейно вытянутые структуры, являющиеся частями сложно построенной ассельско-сакмарской рифовой системы, развитой, по данным многих авторов (Б.П. Богданов, Н.И. Никонов, Е.Л. Теплов и др.), на территории восточной части Тимано-Печорской провинции. По полученным в последние годы данным сейсморазведки 3D и бурения в Хорейверской впадине, а также в пределах прилегающих валов (вал Сорокина и Колвинский мегавал) можно судить о широко развитой системе ассельско-сакмарских рифовых построек [1]. На территории Северо-Воргамусюрского лицензионного участка в этих отложениях выявлены рифогенные постройки, часто расположенные непосредственно под региональными истинными и ложными флюидоупорами, в ряде случаев образующие ловушки под локальными и зональными истинными флюидоупорами. Подобные рифовые объекты встречаются в данных отложениях на территории Хоседаю-Неруюского, Колвинского, Лабаганского месторождений (рис. 1). Это свидетельствует о существовании в Хорейверской впадине и в пределах прилегающих валов (вал Сорокина и Колвинский мегавал) широкой зоны развития ассельско-сакмарских рифовых массивов биогермного и биостромного типов.

Вместе с тем, перспективы локальных объектов, ввиду небольших размеров выявленных органогенных построек, остаются неясными. Поиски залежей в ассельско-сакмарских отложениях пока не рассматривались в качестве самостоятельного направления поисковых работ на нефть в данном районе, хотя залежи нефти в них уже установлены на Колвинском, Северо-Мукеркамьльском и др. месторождениях в процессе бурения на нижележащие горизонты. В связи с этим, в отдельных работах последних лет (Н.И. Никонов и др.) эта идея начала привлекать серьезное внимание [2].

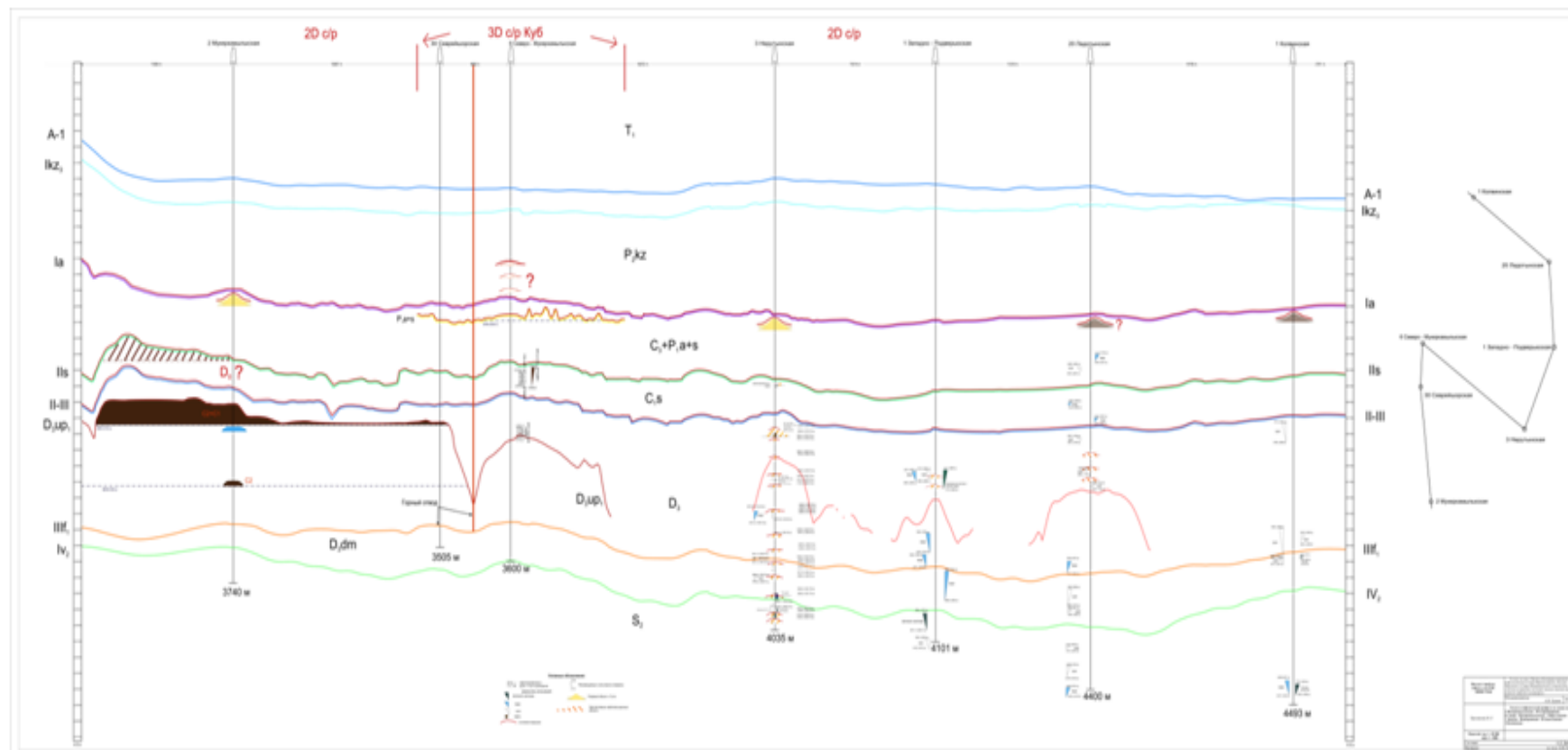


Рис. 1. Геолого-геофизический профиль по линии скважин: 2 Мукеркамьльская – 30 Севрейшорская – 6 Северо-Мукеркамьльская – 3 Нерутынская – 1 Западно-Подверьюская – 20 Ладотынская – 1 Колвинская

В пределах куба 3D на одном из локальных объектов, по данным выполненной автором интерпретации ГИС, ассельские карбонаты продуктивны в 5 скважинах, а в одной из них получен промышленный приток нефти. В остальных скважинах ассельские коллекторы не были опробованы в связи с неясностью характера насыщения по данным оперативной интерпретации ГИС. Тем не менее, при тщательной интерпретации комплекса ГИС выделен водонефтяной контакт, отбиваемый на одной и той же абсолютной отметке - 2030 м во всех пяти скважинах. Установлено также, что непосредственно над поверхностью ассельско-сакмарских органогенных построек залегает глинистая пачка – истинная покрывка, которая контролирует положение ВНК и толщина которой изменяется в пределах 6–35 м (рис. 2).

Амплитуды локальных куполов по кровле ассельско-сакмарского возраста достигают 100–120 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины зафиксированы в основном вблизи кровельных частей построек, дебиты скважин могут достигать первых сотен кубических метров в сутки [3].

Коллекторы ассельских рифов, особенно в их кровельных частях с вероятным нефтенасыщением, представлены пористыми высокопроницаемыми кавернозными трещиноватыми известняками.

Региональная истинная покрывка – глинистая кунгурская толща, экранирует только артинский карбонатный пласт с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, поэтому ожидаемые дебиты в артинских карбонатах значительно ниже дебитов из ассельско-сакмарских органогенных построек.

В результате проведенного анализа материалов сейсморазведки 3D и комплекса ГИС выделены и протрассированы в верхних частях органогенных построек, вдоль их гребней, зоны коллекторов с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами. Совместная интерпретация материалов ГИС и сейсморазведки позволила создать новую модель ассельско-сакмарского рифового резервуара, содержащего массивную залежь нефти, контролируемую условным уровнем подсчета на отметке -1995 м и водонефтяным контактом на отметке -2030 м (см. рис. 2).

Выполнена оценка запасов нефти категории В₁ для чисто нефтяной и водонефтяной зон отдельно, а также запасов зоны дренирования первой рекомендуемой скважины в пределах 215 тыс. т.

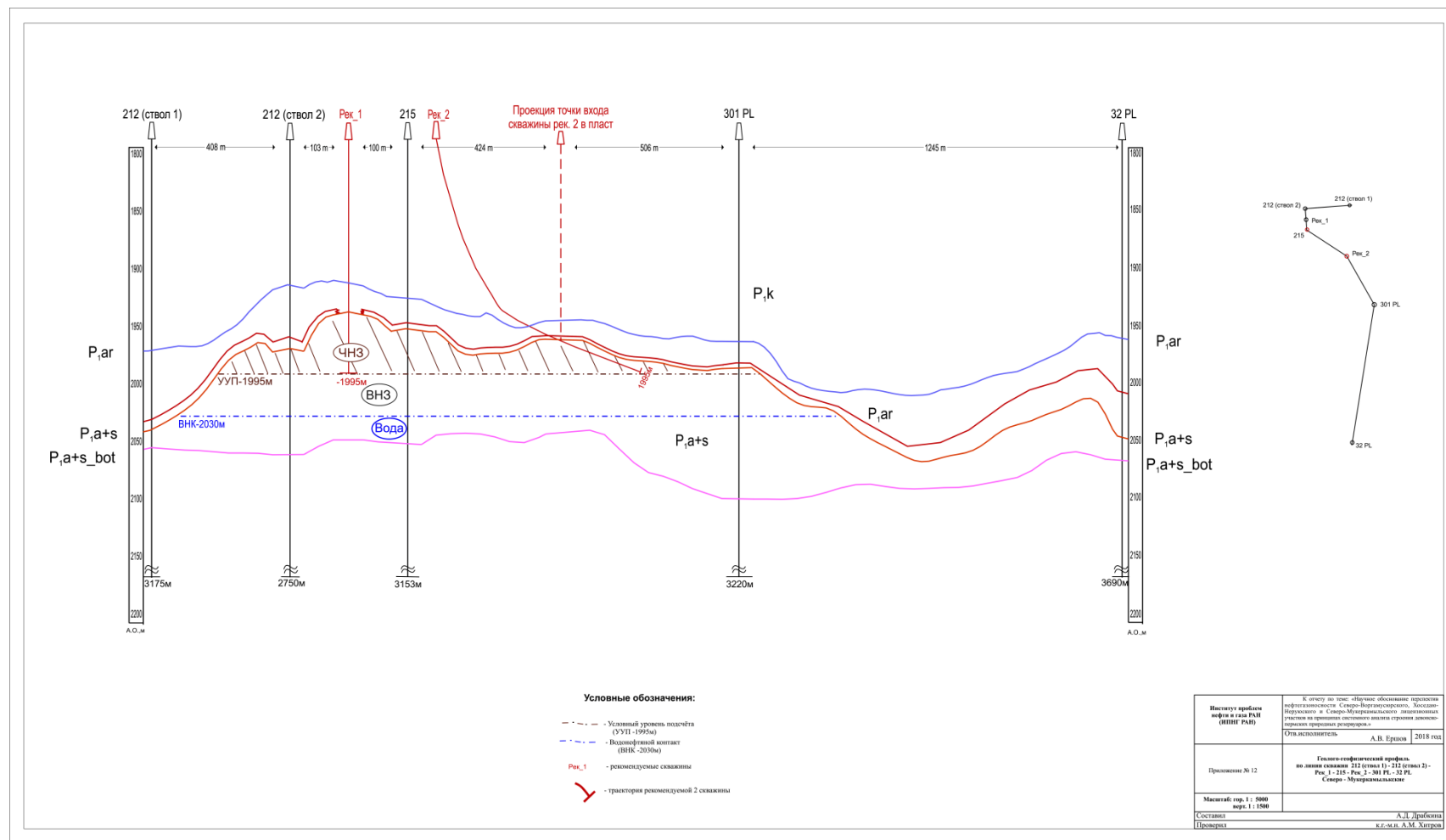


Рис. 2. Геолого-геофизический профиль по линии скважин 212 (ствол 1) – 212 (ствол 2) – РЕК_1 – 215 – РЕК_2 – 301PL – 32PL – Северо-Мукуркамьяльские

Рекомендуется заложение поисковых и оценочных скважин (в том числе наклонных и горизонтальных вдоль гребней рифов) с отбором керна и выполнением расширенного комплекса геофизических исследований скважин. Прогноз значений произведения пористости на эффективную толщину по установленной зависимости от мощности рифового комплекса дает наилучшие значения в рекомендуемой точке.

Если исходить из аналогии со скважиной 1П Колвинская, которая по данным госбаланса уже дала около 60 тыс. т нефти за 5 лет, то рекомендуемая скважина может обеспечить получение промышленного притока с достаточно высоким дебитом [4].

Проведенные исследования позволяют рекомендовать поиски залежей в ассельско-сакмарских органогенных постройках самостоятельным высокоэффективным направлением геологоразведочных работ на нефть в Хорейверской впадине.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема: «Системный подход к совершенствованию теории и практики нефтегазгеологического районирования, прогнозирования нефтегазоносности и формирования ресурсной базы нефтегазового комплекса России», № АААА-А17-117082360031-8).

ЛИТЕРАТУРА

1. Белонин М.Д., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А., Прищепа О.М., Теплов Е.Л. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения // СПб: Недра, 2004. 396 с.
2. Никонов Н.И., Беда И.Ю. Новые данные о перспективах нефтегазоносности нижнепермских органогенных построек // Рифы и карбонатные псефитолиты: Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2010. С. 126–128.
3. Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э. Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства // Нефтегазовая геология. Теория и Практика. 2014. Т. 9. № 3. 26 с. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014 (Дата обращения 30.11.2018).
4. Никонов Н.И., Неудачин Д.Ю., Ильин В.В., Николаев М.Н., Утопленников В.К. Перспективы нефтеносности Цильегорской депрессии и прилегающих территорий // Материалы юбилейной науч.-практ. конф., посвященной 75-летию ТПНИЦ: Сб. докл. Киров: «Киров. обл. тип.», 2014. С. 90–95.