

reagiruyushchikh skvazhinakh [Determination of parameters of layer according to schedules of tracing of pressure in reacting скважинах]. *Neft i gaz* [Oil and Gas], 1960, no. 11. 59 p.

15. Shchurov V. I. *Tekhnologiya i tekhnika dobychi nefi* [Technology and equipment of oil production], Moscow, Nedra Publ., 1988. 510 p.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ДЕВОНСКИХ ДОФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АСТРАХАНСКОГО СВОДА

Писаренко Юрий Алексеевич, заведующий отделом

Нижне-Волжский Научно-Исследовательский Институт Геологии и Геофизики
410710, Российская Федерация, г. Саратов, ул. Московская, 70
E-mail: pisarenko@nvniigg

Пыхалов Виктор Владимирович, кандидат технических наук, доцент

Астраханский государственный технический университет
414000, Российская Федерация, г. Астрахань, ул. Татищева, 26
E-mail: viktor.pihalov@yandex.ru

Девонские дофаменские отложения на разную глубину изучены несколькими параметрическими скважинами. Их бурением было доказано наличие интервалов с хорошими коллекторами, притоков безсернистого газа (метана) на большой глубине. Уточнение вопросов стратиграфии, вскрытых бурением отложений, а также их отождествление с сейсмическими границами ведёт к необходимости пересмотра существующих геологических представлений об истории формирования девонских дофаменских отложений и распределения потенциальных ловушек углеводородов (УВ). Согласно построенной модели отнесение интервала 6500 (6300 м) – 6180 м сложенного преимущественно аллохтонными терригенными породами к среднедевонскому выглядит некорректно. Здесь мы сталкиваемся с неточностью в истолковании палеофаунистических определений. Погрешность в определении возраста пород по результатам палеофаунистических определений связана с тем, что видовые определения были сделаны по остаткам плохой сохранности. А в некоторых случаях, поскольку образцы получены из шлама, такие определения следует признать недостаточно надёжными. Кроме того, обнаруженные в керне, поднятом из скважины Д-2, в интервале 6180–6300 м форма фауны является транзитной – то есть существовавшей как в ранне, так и в среднедевонское время. В соответствии с существующими представлениями основной газовый потенциал в девонских дофаменских отложениях связывается с ловушками, приуроченными к антиклинальным структурам и биогермам сложенными породами с невысокими коллекторскими свойствами. Если же предполагать, что коэффициент пористости пород, слагающих биогерм по аналогии с известняками лохковского яруса вскрытого скважиной Д-2, может составлять более 18 %, то ресурсы среднестатистического биогерма оценивается в более чем 400 млрд.м³. В результате выполненных исследований была построена новая модель геологического строения девонских дофаменских отложений. Согласно этой модели крупные скопления газа можно ожидать в ловушках связанных с рифогенными телами в нижнедевонских (лохковский ярус) и среднедевонских отложениях.

Ключевые слова: Астраханский свод, особенности строения, бурение скважин, газоносность, аргиллиты, известняки, отложения франского яруса, отложения эмского яруса, отложения лохковского яруса, отложения девона

SPECIFIC GEOLOGY OF THE DEVONIAN DOFAMENSKIH DEPOSITS ASTRAKHAN ARCH

Pisarenko Yuriy A.

Head of Department

Lower Volga Research Institute of Geology and Geophysics

70 Moskovskaya st., Saratov, 410710, Russian Federation

E-mail: pisarenko @ nvniigg

Pykhalov Viktor V.

C.Sc. in Technical, Associate Professor

Astrakhan State Technical University

26 Tatishchev st., Astrakhan, 414000, Russian Federation

E-mail: viktor.pihalov @ yandex.ru

Devonian sediments before famen at different depths studied by several parametric wells. Their presence has been proven by drilling intervals with good collectors tributaries without sulfur dioxide (methane) at great depths. Clarification of the stratigraphy exposed drilling deposits, as well as their identification with the seismic boundaries leads to the need to revise existing geological representations about the history of the Devonian sediments and distribution before famen potential pitfalls of hydrocarbons (HC). According to the model constructed allocation interval 6500 (6300 m) – 6180 m folded mainly allochthonous terrigenous rocks of Middle to look properly. Probably, here we are faced with inaccuracy in the interpretation paleofaunistic definitions. Error in determining the age of rocks on the results paleofaunistic definitions, probably due to the fact that species determinations were made on the balance of poor preservation, and in some cases, because the samples were obtained from the slurry, such definitions should recognize sufficiently reliable. Also found in the core, lifted out of the hole D-2, in the interval 6180–6300 m fauna form a transit – that is existed in the Early and Middle Devonian in time. In accordance with the existing concepts, the main gas potential in the Devonian sediments before famen associated with traps confined to anticlinal structures and bioherms folded rocks with low reservoir properties. If assume that the porosity of rocks composing bioherm, by analogy with limestone lohkovskogo tier penetrated by the borehole D-2 may be greater than 18 %, the average bioherm resources estimated at more than 400 billion m³. As a result of the research was built a new model of the geological structure of the Devonian sediments before famen. According to this model, large gas accumulations can be expected in traps associated with reef bodies in the Lower Devonian (lohkovsky tier) and Middle Devonian sediments.

Keywords: Astrakhan arch, structural features, drilling wells, gas-bearing, mudstone, limestone, deposits of the frasnian stage, sediment ems tiers, tier lohkovskogo deposits, deposits devonian, department of middle devonian sediments

Бурение параметрических скважин (1-3Девонские, 1-Правобережная, 1-Северо-Астраханская и др.) в пределах центральной части и ближней периферии Астраханского свода показало наличие газоносности в девонских дофаменских отложениях. Скважиной 3-Девонской вскрыты отложения франского яруса в интервале глубин 5889–6290 м (до забоя). В интервале 6114–

6130 м (скв. Д-3) среди толщи аргиллитов и известняков, массивных, плотных, трещиноватых, выделены два пласта песчаников. С ними связываются резкие повышения газопоказаний при забоях 6120 и 6126 м. Отмечены также газопроявления на глубине 5911 м. В интервале 6256–6267 м указаны увеличенные газопоказания С1-5 до 51,06 % и газонасыщенности шлама.

Скважиной 1-СА из интервала 6273–6452 м, представленного известняками, отмечены притоки безсернистого газа (метана). В скважине 2-Володарской из отложений франского яруса выделен нефтегазоносный пласт небольшой толщины в интервале 5817–5971 м. На забое 5961 м отмечен выброс разгазированного бурового раствора. Газовая шапка горела около 3 ч. Газ без сероводорода. В течение 1 ч приток нефти составил около 20 м³. Нефть плотностью 0,861 г/см³ при 20°C среднепарафинистая, без сероводорода [9]. Температура на глубине 5948 м достигает 139 °С, что не исключает открытия здесь нефтяных скоплений (по аналогии с Тенгизским месторождением, где обнаружена нефть при температуре 130 °С на глубине 5000 м) [15].

Интенсивное газопроявление получено при проходке терригенных франских отложений (скв. Д-1) из призабойной части разреза (на глубине 6183 м). Максимально возможное пластовое давление из указанного интервала составляет 1212 кг/см² [2]. Такое высокое давление может быть следствием декомпрессии и поступления газа из нижележащих карбонатных отложений. Компонентный состав газа, полученного в скважинах, показывает отсутствие сероводорода. Пластовый газ более чем на 90 % метановый. Скважиной Д-2 в интервале 6677–6692 м отмечены пропластки глинистого известняка с газонасыщенностью до 80 % [2]. Коллекторские свойства дофаменских девонских отложений в целом невысокие. Однако, бурением доказано наличие пластов – коллекторов [2].

Во вскрытом разрезе скважины Д-3, в интервале 6256–6267 м в толще аргиллитов залегают два пропластка известняка. Для них коэффициент пористости (Кп) составляет 4–5 %. В интервале 6114–6133 м среди толщи массивных, плотных, трещиноватых аргиллитов и известняков выделены два маломощных пласта песчаников с коэффициентом пористости (Кп) до 4,6 %. Коллектора в карбонатных породах отсутствуют. Скважиной 1-СА в интервале 6361–6369,5 м выделен пласт с Кп более 5 %. Вскрытый песчаный пласт в интервале 6482–6513 м характеризуется коэффициентом пористости до 15 %, а в среднем составляет 9,5 %.

В скважине 1-Табаковской вскрытый интервал коллекторов франского разреза 5930–6050 м (забой) представлен переслаиванием карбонатных песчаников и аргиллитов с коэффициентом пористости от 5 до 6 %.

Два пласта песчаника в интервалах 6458–6522, 6553–6592 м с Кп 11–20 % и 16–22 % соответственно вскрыты скважиной Д-2. В интервале 6087–6096 м (по керну) пласт, представленный мелкозернистым, кавернозным доломитом, характеризуется коэффициентом матричной пористости пород в среднем 6,67 %. Оценка крупнопористой и каверновой ёмкости путём сканирования пришлифовок пород установила её размер от 3,6 до 19,75 % [2]. В интервале 6677–6692 м выделены отдельные пропластки глинистого известняка и доломита с Кп до 27 %.

Терригенно-карбонатные дофаменские девонские отложения, вскрытые скважиной 1-Правобережной, характеризуются повышенной трещиноватостью и наличием интервалов с высокоёмкими коллекторами [2]. Таким образом, есть все основания полагать, что на значительной глубине, соответ-

вующей девонским дофаменским отложениям, могут быть встречены газоносные пласты. В этих пластах породы характеризуются удовлетворительными и высокими коэффициентами пористости.

Согласно данным ФГУП НВНИИГГ (2011 г), ресурсы дофаменских девонских отложений в пределах левобережной (географическая привязка река Волга), наиболее приподнятой части свода (площадью порядка 1500 км²) составляют от 300 до 500 млрд. м³. То есть плотность запасов составляет не более 0.3 млрд м³ на квадратный километр. Такая пессимистическая оценка основана на существующих геологических представлениях о строении девонских дофаменских отложений и данных бурения.

Однако существует мнение, что полученные данные бурения не совсем корректны. Это связано с некачественным проведением исследований ГИС и испытаний газоперспективных интервалов [5, 7 и др.], вызванное сложными условиями выполнения исследований около скважинного пространства (аномальные температуры и давления). Кроме того, в результате анализа геолого-геофизических данных выявлена неоднозначность в стратификации отложений и их привязке к сейсмическим отражающим горизонтам [11]. Уточнение вопросов стратиграфии, вскрытых бурением отложений, а также их отождествление с сейсмическими границами ведёт к необходимости пересмотра существующих геологических представлений об истории формирования девонских дофаменских отложений и распределения потенциальных ловушек углеводородов (УВ).

В соответствии с существующими представлениями основной газовый потенциал в девонских дофаменских отложениях связывается с ловушками, приуроченными к антиклинальным структурам и биогермам сложенными породами с невысокими коллекторскими свойствами. В соответствии с этой моделью [2], вскрытый дофаменский разрез состоит из двух подкомплексов: терригенно-карбонатного (франского) и преимущественно вулканогенно-терригенного (с отдельными прослоями известняков) нижне-среднедевонского. Верхний подкомплекс маркируется сейсмическими горизонтами III' и III'', нижний – III''' и III. Сейсмический горизонт III соответствует кровле ордовик–силурийских, III''' – подошве франских, III' – кровле франских отложений.

В толще нижнего подкомплекса, по результатам кинематического моделирования, был выделен сейсмический горизонт III'''' [2]. Этот горизонт отделяет вулканогенно-терригенную нижнедевонскую толщу от вышележающей (верхней) терригенно-карбонатной (с пропластками известняков) среднедевонской. В среднедевонской толще возможно существование крупных биогермов, которые могли развиваться над разрушенными вулканическими нижнедевонскими постройками. Выявленные вулканогенные отложения, вскрытые в нижней части разреза скважиной Д-2, соотнесены с продуктами разрушения близко расположенных древних вулканов.

Выполненная в 2010–2013 гг. переинтерпретация материалов сейсморазведки 2 и 3 D МОГТ на ряде площадей Астраханского свода, а также переосмысление накопленных геолого-геофизических (прежде всего, материалов бурения) данных позволили выявить ряд особенностей в строении дофаменских девонских отложений. В результате проведённых исследований было обращено внимание на то, что за пределами зоны повышенной толщины отложений. А между сейсмическими горизонтами III–III'', III'''–III', а также

Пересмотр данных бурения показывает, что вскрытые скважиной Д-2 терригенные вулканогенно-плутонические отложения в интервале 6906–7003 м идентичны породам, стратифицированным как ордовик-силурийские по результатам бурения скважин Ордовикских 1 и 2 на Оренбургском валу [6, 10]. В этих скважинах была вскрыта лишь верхняя часть нижнего палеозоя, представленная переслаивающимися песчаниками с алевролитами, реже аргиллитами. Она соответствует верхней, преимущественно терригенной части описываемого интервала разреза вскрытого скважиной Д-2. Это даёт основание считать, что сейсмический горизонт ШП стратифицируется кровлей ордовик-силурийских вулканогенно-терригенных отложений.

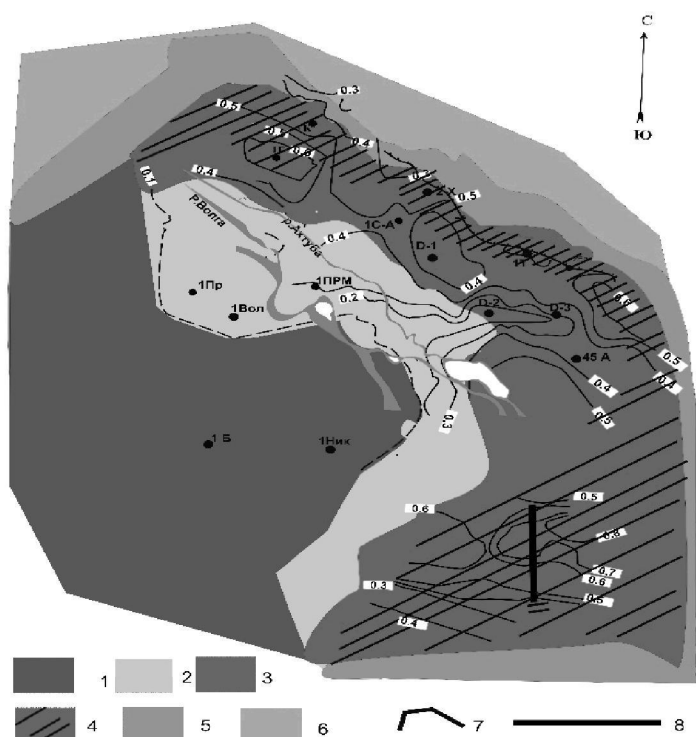


Рис. 2. Литофациальная схема средне – верхне (франкских) девонских отложений:
1 – зона отсутствия (либо незначительной толщины), средне-верхне-(франкских) девонских отложений; 2 – мелководно-морские шельфовые фации палеосвода; 3 – фации возможного биогермо- и рифообразования; 4 – прибрежно-морские терригенно-карбонатные фации, сформированные в условиях активного гидродинамического режима; 5 – терригенно-карбонатные фации склона палеосвода и его подножия; 6 – депрессионные фации котловины; 7 – изопахиты между сейсмическими горизонтами ШП’ – ШП; 8 – линия профиля

Источником сноса вулканогенно-терригенных пород должны являться близрасположенные палеоподнятия. Их существование подтверждается морфологией доплитного мегакомплекса отложений, изученной по данным сейсморазведки.

По материалам сейсмических исследований установлено, что толщина отложений между сейсмическим горизонтами ШП и Ф (кровля кристаллического фундамента), соответствующих доплитному мегакомплексу [4], является наименьшей в пределах восточной периферии свода (соответствующей Восточному выступу фундамента, рис. 1), а также в пределах западной его периферии (соот-

ветствующей Юстинскому выступу фундамента, рис. 1). Между этими областями происходит увеличение толщины отложений до трёх и более километров.

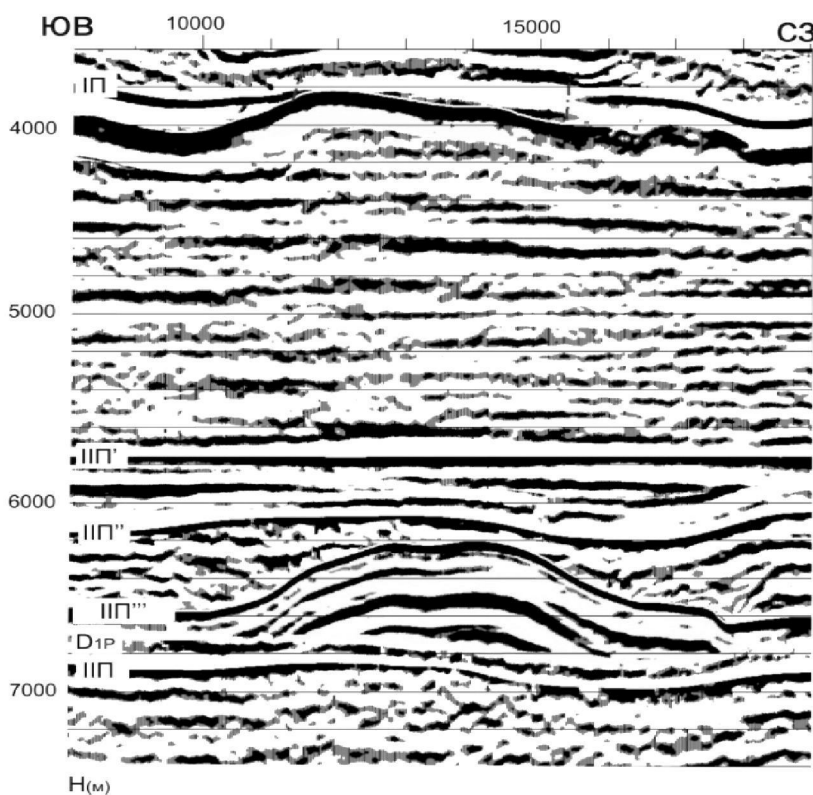


Рис. 3. Фрагмент глубинного разреза по линии I.
Местоположение линии приведено на рисунке 1

В этом случае необходимо признать, что нижняя часть описываемого интервала, представленная вулканогенно-терригенной толщей ордовик-силурийского возраста, сформирована в результате размыва разновозрастных отложений в преддевонское время.

В пределах обрамления свода (за исключением восточного), соответствующего Сарпинскому (на западе) и Тугаракчанскому (на юге) прогибам, а также Междуреченской ступени (на севере), толщина отложений между сейсмическими горизонтами IIIП и Ф увеличенная.

Акустически выдержанная сейсмическая граница IIIП перекрывает акустически прозрачную нижележащую толщу доплитного мегакомплекса отложений. В пределах Восточного выступа и далее на восток (в Заволжский прогиб) не выявлено отражений от кровли кристаллического фундамента ни по данным МОГТ, ни по данным КМПВ [2]. Это позволяет предполагать отсутствие здесь отложений доплитного мегакомплекса вследствие размыва отложений.

Эти данные позволяют заключить, что вулканогенно-плутонические породы ордовик-силурийского возраста, вскрытые скважиной Д-2, являются аллохтонными – то есть привнесёнными с более приподнятых в палеоплане

участков, существовавших в пределах выступов консолидированной коры, в результате их размыва.

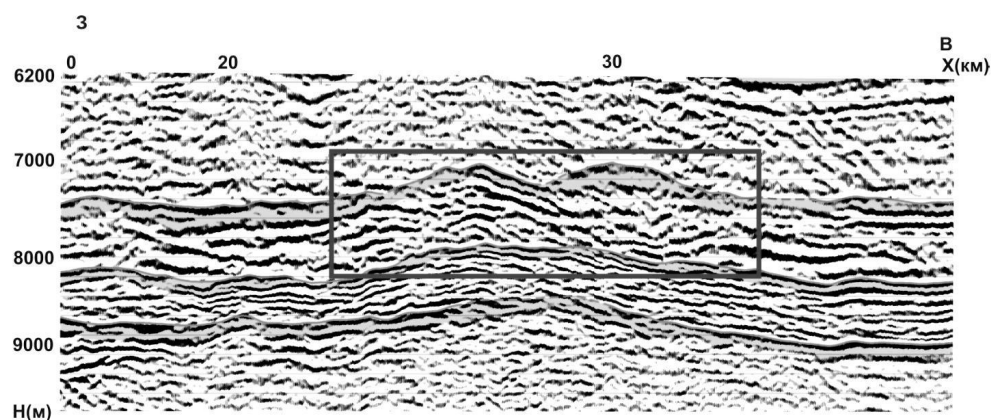


Рис. 4. Фрагмент глубинного разреза по линии П.
Положение линии приведено на рис. 2

Палеовершины играли значительную роль в осадконакоплении и в раннедевонское время. В пользу данного предположения свидетельствует повышенная толщина отложений между сейсмическими горизонтами ПП''–ПП', протягивающаяся с юга на север Астраханского свода (рис. 1). При этом сейсмический горизонт ПП'' хорошо увязывается с кровлей терригенной толщи вскрытой скважинами Д-2 на глубине 6180 м, Д-3 (на глубине 6133 м, кровля эмских отложений), 1-СА (на глубине 6440 м, кровля эмских отложений). Следовательно, нижняя терригенная часть вскрытой скважинами разреза была сформирована в условиях палеопроггиба, существовавшего в раннем девоне.

Согласно палеофаунистическим определениям [2], если в разрезах скважин Д-3 и 1-СА кровля терригенных отложений соответствует кровле эмских (нижнедевонских) отложений, то в разрезе скважины Д-2 – кровле среднедевонских.

Согласно данным Л.В. Клеиной, кровля нижнедевонских (эмских) отложений (скв. Д-2) маркируется глубиной 6500 м [2], а по определениям В.Н. Мансуровой – 6331 м. Интервал разреза 6500 (6331 м) – 6180 м, представленный терригенными породами, отнесён к среднедевонскому. В этом случае терригенные среднедевонские отложения должны быть соотнесены с одновозрастными карбонатными породами, вскрытыми скважиной Д-3 (интервал 6126–6133 м) и скважиной 1-СА (интервал 6280–6440 м) (рис. 5).

Возникает явное противоречие, которое заключается в резкой смене литологического состава пород на незначительном (15 км) расстоянии между скважинами Д-2 и Д-3, а также расположенной чуть далее скважине 1-СА. Кроме того, необходимо определить, чем вызван резкий подъём кровли нижнедевонских терригенных отложений на величину в 400 (либо 200 м) между скважинами Д-2 и Д-3.

По результатам переинтерпретации данных 2 и 3 Д МОГТ ниже сейсмического горизонта ПП'' был выявлен слабоконтрастный сейсмический горизонт ПП'''. Этот горизонт испытывает резкий подъём от скважины Д-2 в направлении к скважине Д-3. В районе скважины Д-3 сейсмический горизонт отождествляется с кровельной частью крупной литофизической неоднородности (см. рис. 3).

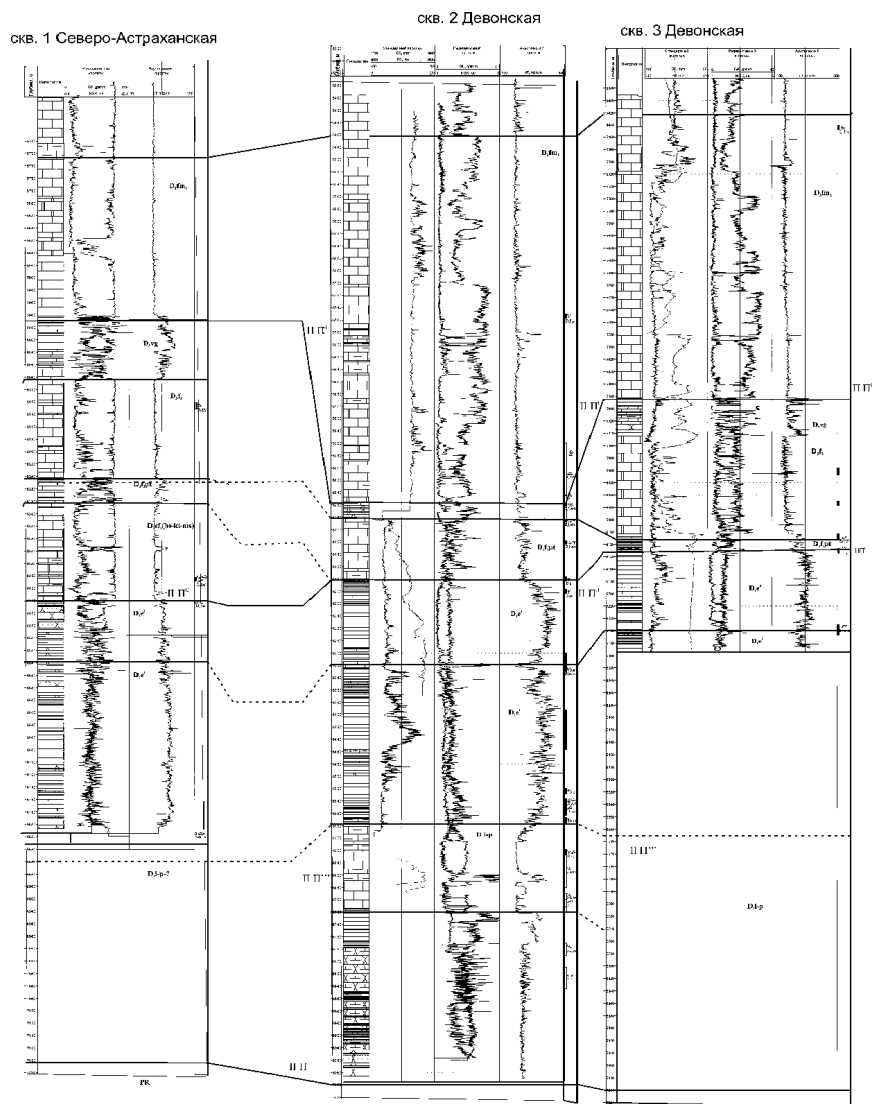


Рис. 5. Схема межскважинной корреляции, выполненная с учётом результатов переинтерпретации сейсморазведки

Горизонт III''' соответствует кровле терригенно-карбонатной пачки, выявленной в интервале разреза 6600–6720 м (скв. Д-2). Выявление карбонатных пород в толще нижнедевонских отложений является не единичным случаем. Наличие известняков в низах нижнего девона было установлено по результатам бурения скважины 1-Правобережной, где они стратифицированы как нерасчленённые эмские и лохковско-пражские [2]. При этом перекрывающие их отложения, литологически представленные известняками, надёжно стратифицированы как франские. Здесь появляется также неясность, которая выражается в отсутствии терригенной части нижнедевонского разреза, а также карбонатного среднедевонского в разрезе скважины 1-Правобережной.

По литологическим признакам, выявленный нижнедевонский карбонатный разрез по данным бурения скважины 1-Правобережной может быть увязан с пачкой доломитизированных известняков, вскрытых скважиной Д-2

(инт. 6600–6720 м). В этом случае отсутствие терригенных нижнедевонских, как и среднедевонских отложений, в разрезе скважины 1-Правобережной объясняется их размывом. Размыв произошёл в результате подъёма правобережной части Астраханского свода в раннем (возможно среднем) фране. Этот размыв находит своё отражение в резком сокращении толщины отложений, маркируемых сейсмическими горизонтами III^{''} III['] на западе свода (рис. 2).

В соответствии с такой моделью необходимо допустить существование в раннедевонское (лохковско-пражское) время периода интенсивного карбонатонакопления. В этом случае выделенные по сейсмическим данным литофизические неоднородности (см. рис. 3) в толще нижнего девона являются биогермами, а доломитизированные известняки лохковского яруса, встреченные в разрезе скважины Д-2 в литофациальном отношении представляют собой шлейф карбонатной постройки (рис. 1).

Такая модель не противоречит выявленным фактам интенсивного периода карбонатонакопления, установленного для Русской платформы в нижнем и среднем девоне. Нижне-среднедевонские рифовые массивы, по сейсмическим данным, предполагаются в пределах Жанбайского, Исатайского (морское), Кероглы-Нубарского, Приморского поднятий и других [1], а также на Биикжальском и Жаркомысском сводах [14].

Активное раннедевонское рифообразование подтверждается обнаружением на Урале, на стыке Башкирского антиклинория и Зилаирского синклинория, а также ряде других территорий Прикаспийской впадины и его обрамления рифовых построек раннедевонского возраста [4, 8, 12, 13 и др.].

Таким образом, сейсмический горизонт III^{''} соответствует кровле карбонатных отложений лохковского яруса (D11-р, см. рис. 5) и маркирует завершение периода биогермообразования раннего девона.

По данным сейсморазведки, цепочка нижнедевонских биогермов протягивается с юга на север Астраханского свода вдоль западного обрамления Восточной палеовершины (рис. 1). Эта цепочка свидетельствует о существовании мелководного морского бассейна в пределах палеопрогиба в лохковское время. Последующая трансгрессия моря привела к его углублению и заполнению палеопрогиба терригенными породами, сносимыми с палеовершин (Восточной и Юстинской).

Исходя из этой модели, отнесение интервала 6500–(6300 м)–6180 м, сложенного преимущественно аллохтонными терригенными породами к среднедевонскому, выглядит некорректно. Вероятно, здесь мы сталкиваемся с неточностью в истолоковании палеофаунистических определений. Погрешность в определении возраста пород по результатам палеофаунистических определений связана с тем, что видовые определения были сделаны по остаткам плохой сохранности. А в некоторых случаях, поскольку образцы получены из шлама, такие определения следует признать недостаточно надёжными. Кроме того, обнаруженные в керне, поднятом из скважины Д-2, в интервале 6180–6300 м форма фауны является транзитной – то есть существовавшей как в ранне, так и в среднедевонское время.

Таким образом, исходя из морфологии сейсмических горизонтов III['] и III^{''} и литологического фактора, интервал разреза 6500–6180 м (скв. Д-2) следует отнести к эмскому ярусу. А сейсмический горизонт III^{''} стратифицировать как кровля нижнедевонских отложений.

Наличие угловых несогласий между сейсмическими горизонтами ШП и ШП'', а также отсутствие нижнедевонских отложений в пределах западной периферии свода и восточного его обрамления (Заволжский прогиб) объясняется существованием здесь палеовершин и их эрозией.

Существование палеопрогиба, разделявшего эти две вершины, подтверждается наличием преимущественно терригенной нижнедевонской (эмской) толщи, а также её увеличенной толщиной.

В этом случае становится оправданным отнесение пород, вскрытых в интервалах 6080–6180, 6126–6133, 6280–6440 м скважинами Д-2, Д-3, 1-СА, к среднедевонским отложениям. Преимущественно карбонатный состав пород и биогенное их происхождение свидетельствуют о формировании среднедевонской карбонатной платформы. Не исключается, что интенсивное карбонатонакопление продолжалось до середины франского века. Благоприятными условиями для её формирования служил относительно ровный рельеф, сложившийся на конец эмского времени, а также расположение территории свода в приэкваториальной зоне.

На рисунке 2 приведена литофациальная схема средне-верхне-(франских) девонских отложений. Согласно этой схеме, крупные области биогермообразования были характерны для периферии свода. В отличие от центральной части свода, где седиментация происходила в условиях переменного (активного и пассивного) гидрорежима, в пределах его периферии преобладал пассивный гидрорежим. В пользу данной модели свидетельствует обнаружение по периферии свода в толще между сейсмическими горизонтами ШП''–ШП' литофизических неоднородностей, которые по рисунку сейсмической записи могут быть отнесены к биогермам (рифам) (рис. 4).

Франский этап развития свода охарактеризован резкой перестройкой структурного плана – подъёмом его юго-западной части и погружением северо-восточной. Периодические изменения уровня моря привели к накоплению в левобережье терригенно-карбонатных отложений, размыву верхне-(раннефранских), средне- и частично нижнедевонских отложений в правобережной части свода. Завершение тектонической активности ознаменовано крупной трансгрессией моря и накоплению глубоководных (доманиковские слои) отложений [2]. Таким образом, выявленные клиноформы в дофаменском девонском разрезе между сейсмическими горизонтами ШП–ШП'', ШП''–ШП' имеют различную природу.

Клиноформное схождение сейсмических горизонтов ШП и ШП'' и прекращение прослеживаемости сейсмического горизонта ШП'' в пределах западной периферии и восточного обрамления свода объясняется наличием крупных палеовыступов, в пределах которых происходил размыв отложений в нижнедевонское время.

Клиноформное схождение сейсмических горизонтов ШП'' и ШП' в пределах восточной периферии свода, а также субпараллельное залегание горизонтов ШП и ШП' в пределах его восточного обрамления, объясняется существованием среднедевонской карбонатной платформы и особенностями её седиментации – накоплением здесь склоновых и далее на восток засклоновых депрессионных фаций.

Клиноформное схождение сейсмических горизонтов ШП'' и ШП' на западе свода является следствием эрозии отложений, вызванной подъёмом юго-западной части свода и последовавшим размывом отложений. Исходя из новой геологической модели Астраханского свода, появляется возможность отметить первоочередные газоперспективные объекты для девонских дофамен-

ских отложений. К таким объектам следует отнести выявленные по сейсмическим данным биогермы (возможно рифы).

Площадь отдельного биогермного объекта в среднем составляет 40 км², амплитуда – 250 м. Если предположить, что эффективная толщина коллектора составляет 100 м, коэффициент пористости – 6 %, газонасыщенность – 80%, то в первом приближении минимальные ресурсы для среднестатистического биогерма составят более 100 млрд. м³ безсернистого газа (метана).

Если же предполагать, что коэффициент пористости пород, слагающих биогерм, по аналогии с известняками лохковского яруса, вскрытого скважиной Д-2, может составлять более 18 %, то ресурсы среднестатистического биогерма оцениваются в более чем 400 млрд. м³.

Таким образом, несмотря на значительную глубину залегания, биогермные объекты нижнего и среднего девона могут представлять промышленный интерес, что делает их опосредованное первоочередным.

Список литературы

1. Авербух Б. М. Нефтегазогеологическое районирование сложно построенных регионов с использованием ретроспективного анализа эволюции осадочно-породных бассейнов / Б. М. Авербух // Геология нефти и газа. – 1995. – № 1. – С. 9–15.
2. Антипов М. П. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / М. П. Антипов, Ю. А. Волож, А. Н. Дмитриевский, Т. Н. Хераскова, В. С. Парасына и другие. – Москва : Научный мир, 2008. – 221 с.
3. Антопкина А. И. Генетические типы карбонатных псефитолитов нижнего палеозоя севера Урала / А. И. Антопкина // Состав и строение. Литосфера. – 2011. – № 2. – С. 31–41.
4. Воронин Н. И. Особенности геологического строения и нефтегазоносность юго-западной части Прикаспийской впадины : монография / Н. И. Воронин. – Астрахань : Астраханский государственный технический университет, 2004. – 163 с.
5. Дмитриевский А. Н. Девонские отложения юга Прикаспийской впадины – новый перспективный объект поиска залежей нефти и газа / А. Н. Дмитриевский // Наука и техника в газовой промышленности. – 2005. – Вып. 3 (23). – С. 41–42.
6. Дубинин В. С. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ордовикских отложений Оренбургского вала / В. С. Дубинин, Г. В. Леонов, И. А. Богуш и другие // Недра Поволжья и Прикаспия. – 1994. – Вып. 6. – С. 9–16.
7. Комаров А. Ю. Оценка регионального этапа поисков бессернистого углеводородного сырья на Астраханском своде / А. Ю. Комаров // Геология нефти и газа. – 2009. – № 3. – С. 41–44.
8. Краузе С. Н. Девонские рифы западного склона Южного Урала / С. Н. Краузе, В. А. Маслов // Ископаемые рифы и методика их изучения : труды третьей палеоэкологической сессии. – Свердловск : Уральский филиал Академии наук СССР, 1968. – С. 84–88.
9. Орлов В. П. Нефтегазоносность девон-нижнекаменноугольного комплекса Астраханского свода / В. П. Орлов, Н. И. Воронин // Геология нефти и газа. – 1999. – № 1, 2. – С. 2–6.
10. Политыкина М. А. Перспективы нефтегазоносности рифей-нижнедевонских отложений юга Оренбургской области / М. А. Политыкина, А. М. Тюрин // Геология нефти и газа. – 2002. – № 5. – С. 20–23.
11. Пыхалов В. В. Геодинамическая модель формирования земной коры и осадочного чехла Астраханского свода и ее значение для оценки фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений по данным геофизических методов : монография / В. В. Пыхалов. – Астрахань : Астраханский государственный технический университет, 2008. – 152 с.
12. Рифогенные постройки на юге России. – Москва : Наука, 1997. – 160 с.
13. Хромых В. Г. Девонские рифы восточного склона Полярного Урала / В. Г. Хромых, С. Ю. Беляев // Литосфера. – 2010. – № 2. – С. 25–34.
14. Хрычѳв В. Б. Нефтегазоперспективные подсолевые объекты на Биикжалском поднятии Прикаспийской впадины по сейсмическим данным / В. Б. Хрычѳв // Геология нефти и газа. – 1992. – № 8. – С. 8–11.
15. Dmitrievskiy A. N. Different mechanizmes of dilotansy and compaction of fluidodynamic process and formation of hydrocorbon / A. N. Dmitrievskiy, I. Ye. Balanyuk, A. V. Karakin, Yu. A. Poveschenko // 62nd EAGE Conference and Technical Exhibition, 29 May. – 2 June 2000. – Glasgow : United Kingdom, 2000. – P. 63–64.

References

1. Averbuch B. M. Neftegazogeologicheskoe rayonirovanie slozhno postroennykh regionov s ispolzovaniem retrospektivnogo analiza evolyutsii osadochno-porodnykh basseynov [Oil and gas geological zoning difficult regions constructed using a retrospective analysis of the evolution of sedimentary basins]. *Geologiya nefiti i gaza* [Oil and Gas Geology], 1995, no. 1, pp. 9–15.
2. Antipov M. P., Volozh Yu. A., Dmitrievskiy A. N., Kheraskov T. N., Parasyina V. S., et al. *Astrakhanskiy karboratnyy massiv: stroenie i neftegazonosnost* [Astrakhan carbonate array: structure and oil and gas bearing], Moscow, Nauchnyy mir Publ., 2008. 221 p.
3. Antoshkina A. I. Genetic types of carbonate psefitolitov Lower Paleozoic of the northern Urals. *Composition and Structure. Lithosphere*, 2011, no. 2, pp. 31–41.
4. Voronin N. I. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i neftegezonosnost uygo-zapadnoy chasti Prikaspiyskoy vpadiny* [Peculiarities of geological structure and oil and gas bearing of the south-western part of the Caspian Basin]. Astrakhan, Astrakhan State Technical University Publ. House, 2004. 163 p.
5. Dmitrievskiy A. N. Devonskie otlozheniya yuga Prikaspiyskoy vpadiny – novyy perspektivnyy obekt poiska zalezhey nefiti i gaza [Devonian south of the Caspian Basin – a new perspective to the search of oil and gas]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti* [Science and Technology in the Gas Industry], 2005, no. 3 (23), pp. 41–42.
6. Dubinin V. S., Leonov G. V., Bogush I. A., et al. Geologicheskoe stroenie i perspektivy neftegazonosnosti ordovikskikh otlozheniy Orenburgskogo vala [Geological structure and prospects of oil and gas bearing of the Ordovician Orenburg shaft]. *Nedra Povolzhya i Prikaspiya* [Subsoil of the Volga and the Caspian], 1994, no. 6, pp. 9–16.
7. Komarov A. Yu. Otsenka regionalnogo etapa poiskov bessernistogo uglevodorodnogo syrya na Astrakhanskom svode [Evaluation of the regional exploration stage nonsulfurous hydrocarbon hydrocarbon feedstock in the Astrakhan arch]. *Geologiya nefiti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2009, no. 3, pp. 41–44.
8. Krause S. N., Maslov V. A. Devonskie rify zapadnogo sklona Yuzhnogo Urala [Devonian reefs of the western slope of the South Urals]. *Iskopaemye rify i metodika ikh izucheniya : trudy tretsey paleoekologicheskoy sessii* [Fossil Reefs and Methods of Their Study. Proceedings of the Third Session of the Paleocological], Sverdlovsk, Ural Branch of USSR Academy of Sciences Publ. House, 1968, pp. 84–88.
9. Orlov V. P., Voronin N. I. Neftegazonosnost devon-nizhnokamennougolnogo kompleksa Astrakhanskogo svoda [Oil and gas bearing of Devon Lower Carboniferous complex of Astrakhan arch]. *Geologiya nefiti i gaza* [Oil and Gas Geology], 1999, no. 1, 2, pp. 2–6.
10. Politykina M. A., Tyurin A. M. Perspektivy neftegazonosnosti rifey-nizhnedevonskikh otlozheniy yuga Orenburgskoy oblasti [Prospects of oil and gas bearing of the Lower Devonian Riphean deposits in the south of the Orenburg region]. *Geologiya nefiti i gaza* [Oil and Gas Geology], 2002, no. 5, pp. 20–23.
11. Pykhalov V. V. *Geodinamicheskaya model formirovaniya zemnoy kory i osadochnogo chekhla Astrakhanskogo svoda i ee znachenie dlya otsenki filtratsionno-emkostnykh svoystv karbonatnykh otlozheniy po dannym geofizicheskikh metodov* [Geodynamic model of the earth's crust and sedimentary cover of the Astrakhan Arch and its importance for the evaluation of reservoir properties of carbonate sediments according to geophysical methods], Astrakhan, Astrakhan State Technical University Publ. House, 2008, 152 p.
12. *Rifogennyye postroyki na yuge Rossii* [Reef builds in the south of Russia], Moscow, Nauka Publ., 1997. 160 p.
13. Khromykh V. G., Belyaev S. Yu. Devonskie rify vostochnogo sklona Polyarnogo Urala [Devonian reefs of the eastern slope of the Polar Urals]. *Litosfera* [Lithosphere], 2010, no. 2, pp. 25–34.
14. Khrychev V. B. Neftegazoperspektivnye podsolevye obekty na Biikzhalskom podnyatii Prikaspiyskoy vpadiny po seysmicheskim dannym [[Subsalt oil and gas bearing properties on the Caspian depression Biikzhalskom picked on seismic data]. *Geologiya nefiti i gaza* [Oil and Gas Geology], 1992, no. 8, pp. 8–11.
15. Dmitrievskiy A. N., Balanyuk I. Ye., Karakin A. V., Poveschenko Yu. A. Different mechanisms of dilatancy and compaction of fluidodynamic process and formation of hydrocarbon. *62nd EAGE Conference and Technical Exhibition, 29 May – 2 June 2000*, Glasgow, United Kingdom Publ. House, 2000, pp. 63–64.