

УДК 553.98

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art9

НОВАЯ МОДЕЛЬ ВЕРХНЕДЕВОНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ХАРЬЯГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Риле Е.Б., Попова М.Н.
Институт проблем нефти и газа РАН
E-mail: lenailinka@yandex.ru

Аннотация. При опробовании нефтяной залежи пласта D₃-III в нескольких скважинах выше принятого водонефтяного контакта встречена вода. На основании исследования этой части разреза по методике теории трехслойного строения природных резервуаров предполагается, что в пласте D₃-III содержится не одна залежь нефти, а пять более мелких, каждая из которых контролируется собственной истинной крышкой и имеет свой водонефтяной контакт.

Ключевые слова: природный резервуар, залежь нефти, истинная крышка, ложная крышка, критическая седловина, разлом.

NEW MODEL OF UPPER DEVONIAN OIL POOL OF KHARYAGA FIELD

Rile E.B., Popova M.N.
Oil and Gas Research Institute RAS
E-mail: lenailinka@yandex.ru

Abstract. Water is met in several wells above the accepted oil-water contact during D₃-III oil pool testing. This pool was studied according to the theory of three-strata reservoirs. It is assumed that the layer D₃-III contains not one oil pool, but five smaller ones, each of which is controlled by its own genuine seal and has its own water-oil contact.

Keywords: oil and gas reservoir, oil pool, genuine seal, false seal, critical saddle, fault.

Крупное Харьягинское многопластовое месторождение нефти расположено в Тимано-Печорской НПП на пересечении Колвинского мегавала и субширотной барьерной верхнедевонской рифовой системы. Оно содержит залежи в триасовых, верхне- и нижнепермских, верхне- и среднедевонских отложениях.

Исследования особенностей нефтеносности верхнего девона проведены по методике, основанной на теории трехслойного строения природных резервуаров (ПР), подробно описанной в литературе [1–4]. Согласно этой теории между коллектором и

покрышкой природного резервуара существует третий слой – ложная покрышка, промежуточный по своим свойствам, содержащий нефтегазопроявления, но не дающий притока при существующих методах опробования.

В принятой модели верхнедевонская залежь Харьгинского месторождения (ОАО «ТОТАЛЬ Разведка Разработка Россия» и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» [5], С.С. Гудошников и др., 2011 г.) приурочена к пласту Dз-III задонско-елецкого возраста (фамен), тектонически и литологически экранирована, имеет размеры 12 x (7–8) км, высоту 474 м, водонефтяной контакт (ВНК) принят на уровне –2826 м (рис.1).

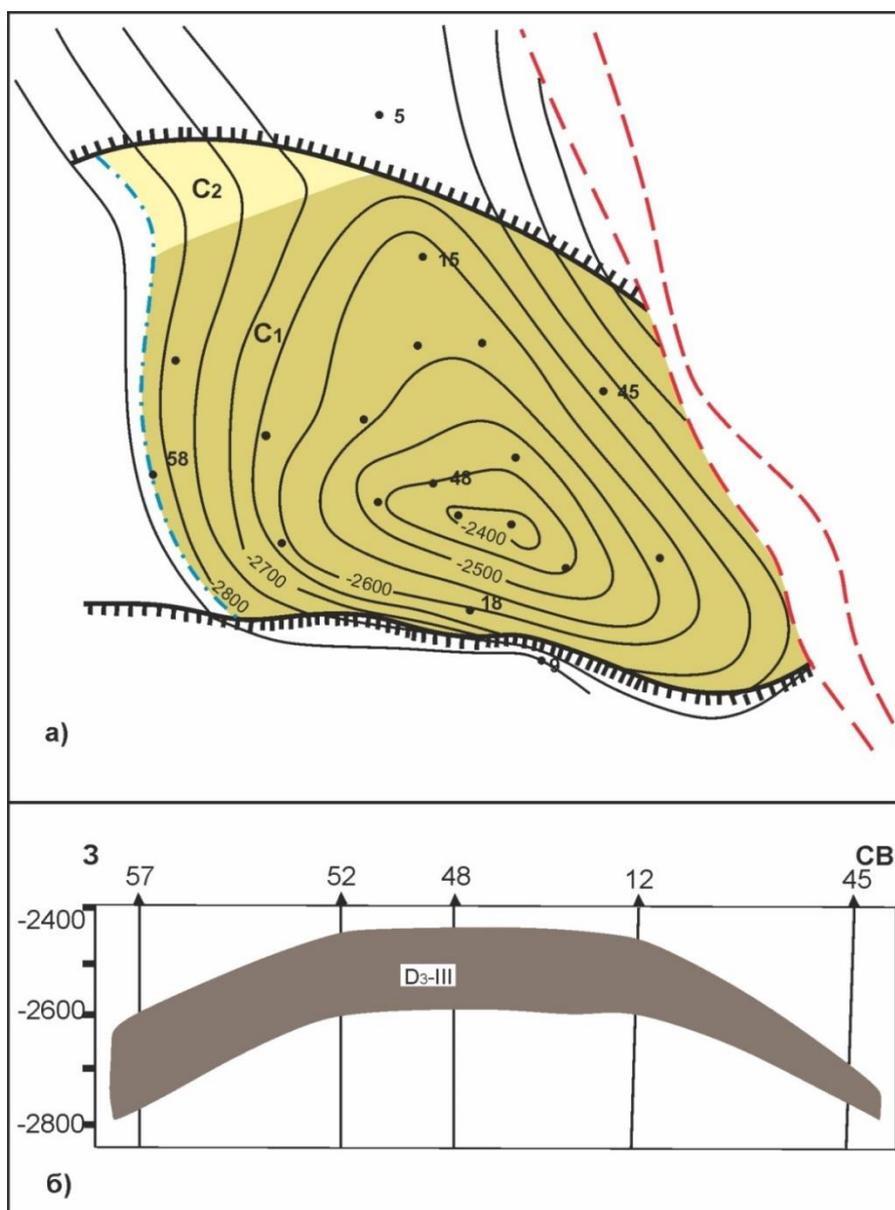


Рис. 1. Принятая модель верхнедевонской залежи:
 а) структурная карта кровли пласта D3-III; б) геологический разрез [5]

На юге и востоке залежь ограничена дизъюнктивными нарушениями, на западе – крылом структуры, северная граница проведена с большой долей условности по сегменту разлома широтного простирания и его продолжения, через зоны частичной потери отражений, интерпретированные как сопряженные участки замещения рифовых и зарифовых фаций.

При опробовании ряда скважин внутри столба УВ выше принятого ВНК получена вода. Например, в скважине КНА-15 вода встречена на отметке –2705 м, по ГИС в этой скважине подошва нефтенасыщенного слоя определяется на отметке –2696 м, а кровля водонасыщенного – на отметке –2703 м, то есть внутри единой по принятой модели нефтяной залежи появляется дополнительный ВНК. Кроме того, примесь воды при опробовании выше принятого ВНК получена в скважинах КНА-14 (в интервале от –2551,7 до –2679 м), КНА-16 (в интервалах от –2512 до –2548 м и от –2441 до –2473 м), DEL-3 (в интервале от –2648 до –2684 м) и других. Эти факты указывают на то, что задонско-елецкие рифовые карбонаты Харьягинского месторождения содержат не одну крупную залежь нефти, а несколько более мелких, и существующая модель нуждается в пересмотре.

Согласно новой модели, предлагаемой авторами, задонско-елецкий пласт Dз-III содержит несколько изолированных собственными истинными покрывками (ИП) залежей нефти, каждая со своей критической седловиной и своим ВНК. Кроме того, в строении Харьягинской структуры огромную роль играют разрывные нарушения – субширотный сброс на юге и диагональная система разломов на востоке (большая часть залежей нарушена разломами).

Принципиальная схема такой системы залежей показана на рис. 2, б, где приведена модель месторождения УВ, осложненного разрывным нарушением, созданная на основании концепции трехслойного строения природных резервуаров. В пределах структуры существуют три самостоятельных локальных природных резервуара, экранированных тремя локальными истинными покрывками, критические седловины находятся в точках пересечения подошв истинных покрывок разломом, который экраном не является. Месторождение содержит три залежи, высота каждой из которых равна разности амплитуды ненарушенной части антиклинали по подошве соответствующей истинной покрывки и толщины ложной покрывки. В своде антиклинали скважина вскрывает только нефтенасыщенные слои, а на периферии – и водоносные [4]. На рис. 2, а

изображена традиционная модель такого месторождения – разлом играет роль экрана, природный резервуар имеет двучленное строение (коллектор-покрышка), месторождение содержит одну тектонически экранированную залежь, высота которой превышает амплитуду ненарушенной части антиклинали по кровле коллектора.

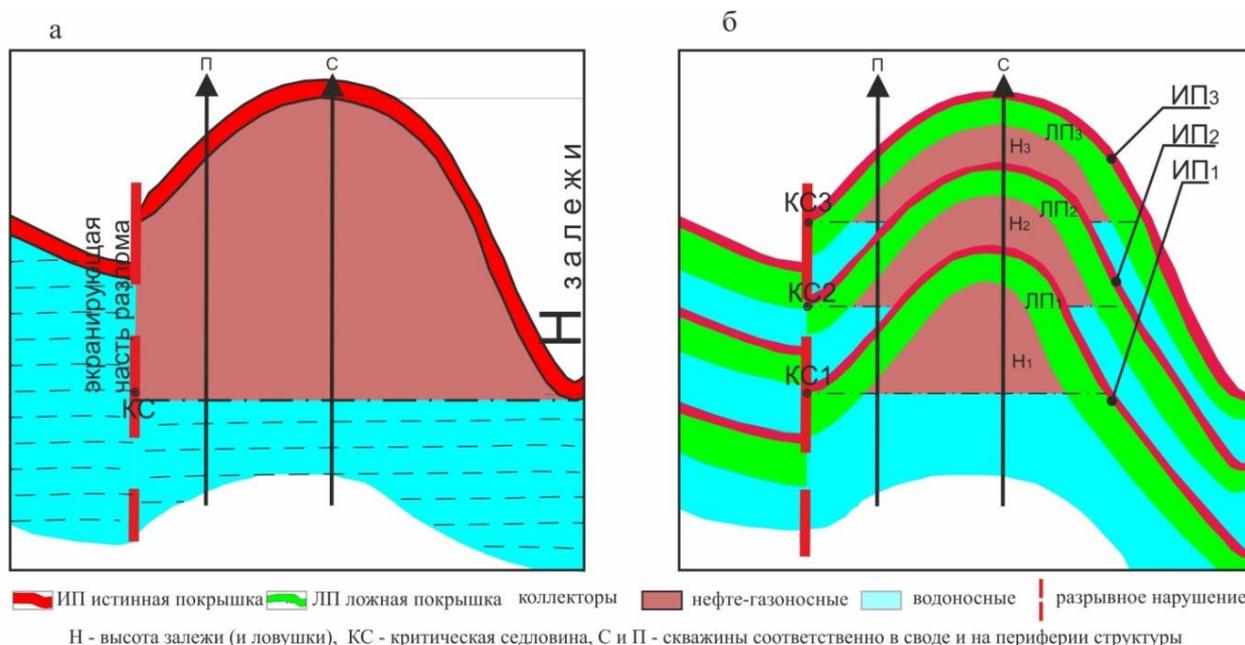


Рис. 2. Две модели месторождения УВ, осложненного разрывным нарушением:
 а) традиционная, б) созданная на основании концепции трехслойного строения природных резервуаров [4]

Построение новой модели основывалось на том, что интервалы, в которых при опробовании скважин получена примесь воды, или по ГИС нефтеносные слои сменяются водоносными, определяют положение водонефтяных контактов выделяемых залежей. Конечно, эти построения весьма приблизительны, особенно при больших интервалах опробования (в скважине КНА-14 интервал составляет 127 м – от –2552 до –2679 м), для более точной модели нужны гораздо более глубокие и длительные исследования на более детальных материалах.

В результате создания модели удалось выделить 5 залежей. Они изображены на двух профилях (рис. 3 и 4) и на структурной схеме кровли коллекторов пласта Дз-III (рис. 5).

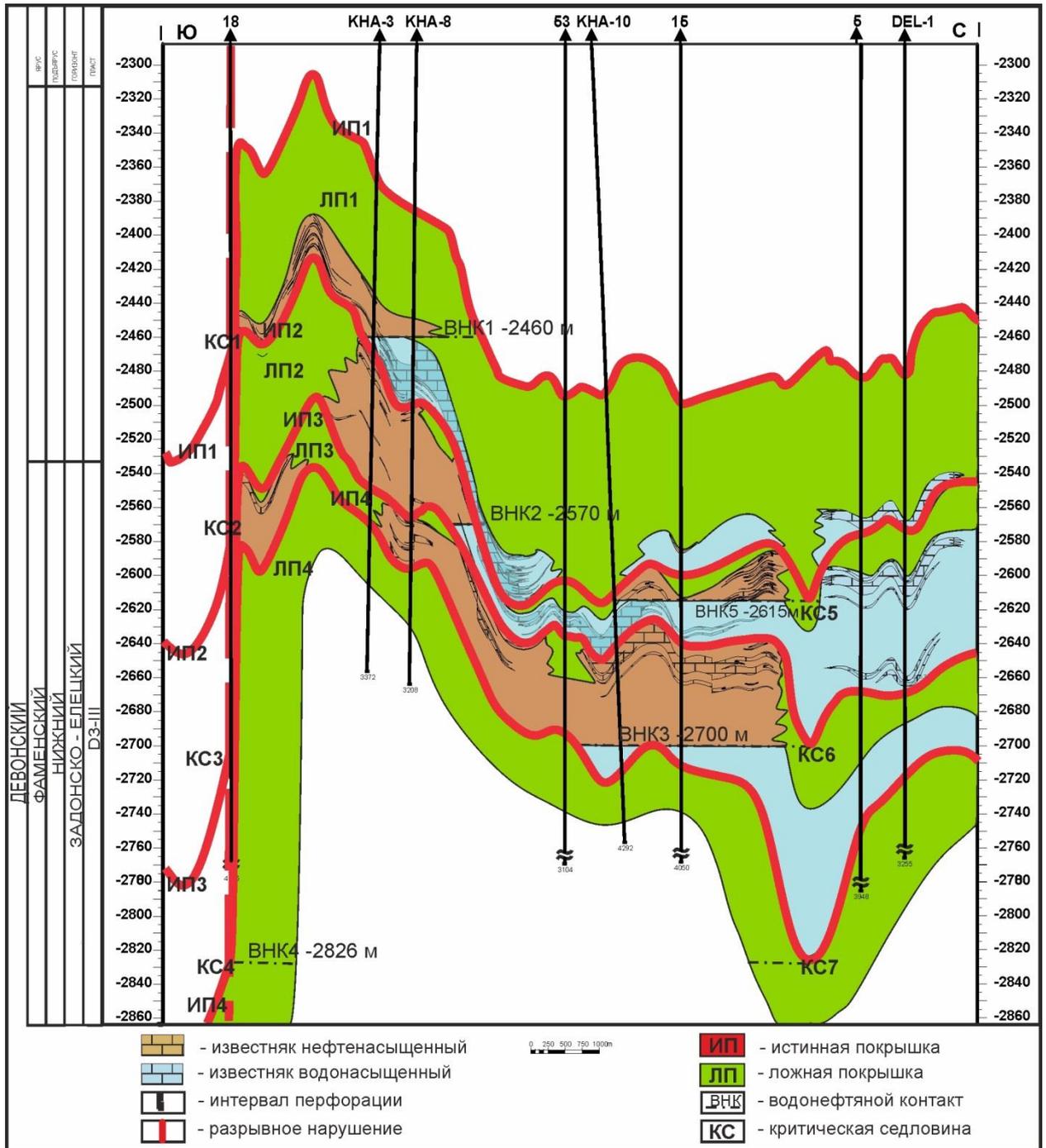


Рис. 3. Профиль I-I по критическому направлению (С.С. Гудошников и др., 2011 г., с изменениями)

Верхняя залежь (залежь 1) контролируется верхней региональной глинистой устьепечорской ИП (ИП1). Ложная крышка (ЛП) – толща плотных и глинистых карбонатов, перекрывающих коллекторы, толщиной 29–215 м, разделяющаяся на две части – нижнюю, карбонатную, близкую к продуктивным карбонатам, но имеющую меньшую пористость и проницаемость, толщиной от 0 до 165 м, и верхнюю, более глинистую, залегающую

непосредственно под истинной покрывкой, толщиной 20–50 м [7]. Продуктивная часть – мощные карбонатные рифовые отложения, включающие все типы разрезов, характерные для барьерных рифов (шельфовые, рифогенные, депрессионные). ВНК залежи предполагается внутри интервала от –2441 до –2473 м (примесь воды в скважине КНА-16) и условно принят на отметке –2460 м. Залежь занимает присводовую часть структуры, на юге нарушена разломом, критическая седловина располагается на уровне пересечения разломом подошвы ИП1 (–2460 м). Размеры залежи 4 х 2 км, высота 108 м.

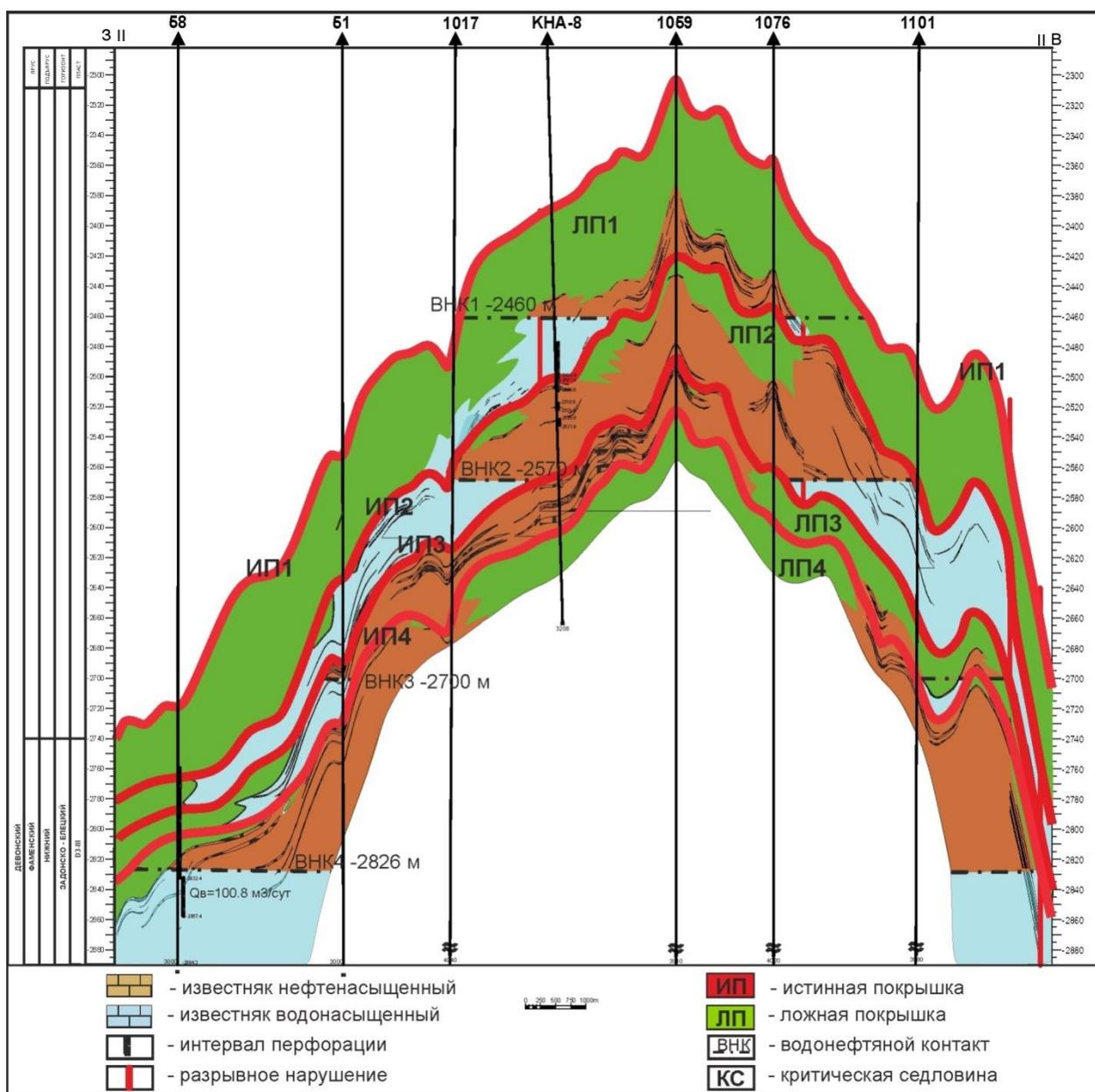


Рис. 4. Профиль по линии II-II (С.С. Гудошников и др., 2011 г., с изменениями)

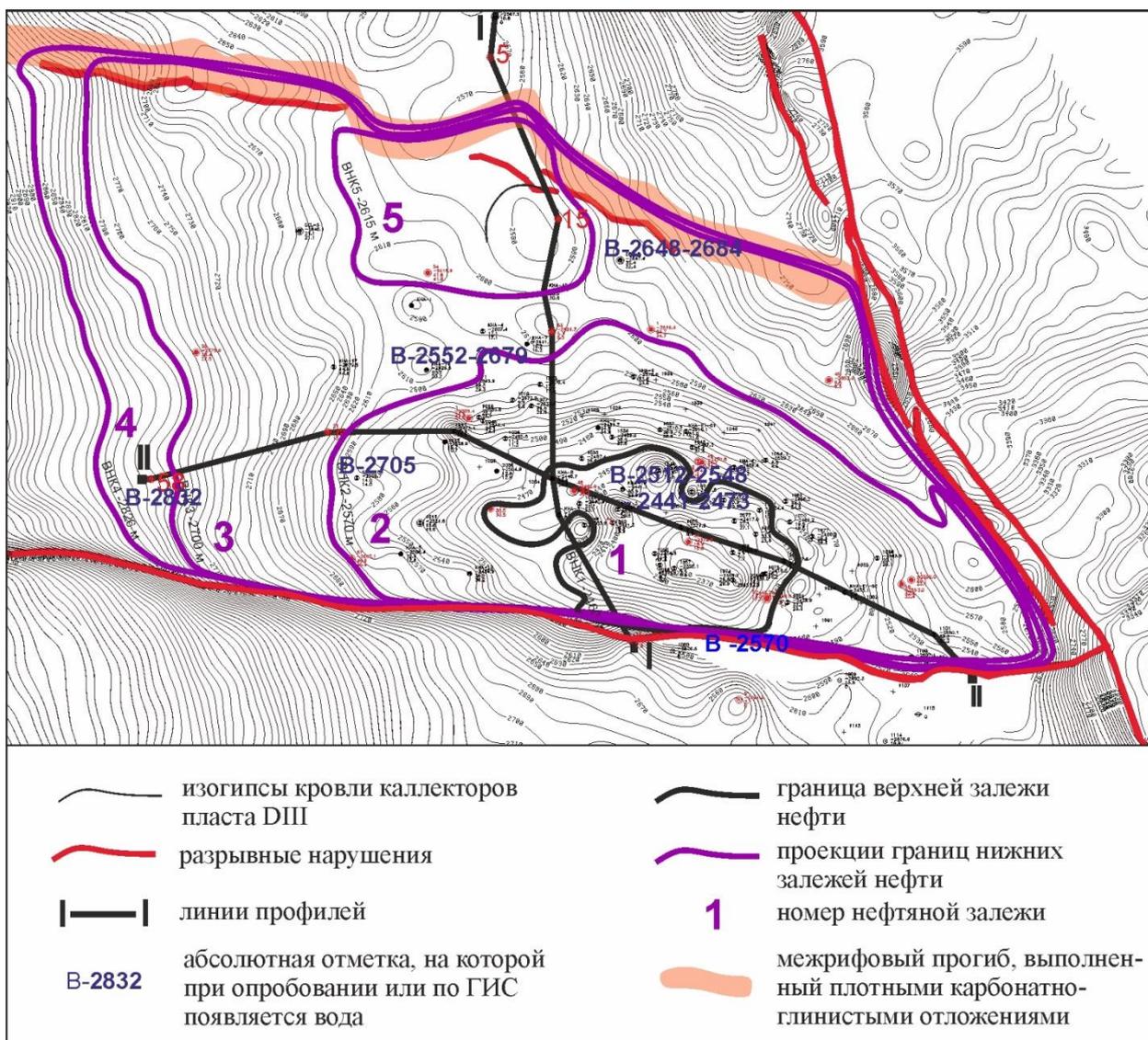


Рис. 5. Структурная схема кровли коллекторов пласта D3-III с проекциями границ залежей нефти по новой модели (С.С. Гудошников и др., 2011 г., с изменениями)

ВНК залежи 2 принят на уровне -2570 м – в скважине КНА-14 получена примесь воды в интервале от -2552 до -2679 м, граница залежи проходит рядом с этой скважиной и предполагается, что скважина вскрывает водоносные слои между нефтяными залежами 2 и 3. Залежь 2 располагается также в присводовой части структуры под ИП (ИП2). Высота залежи около 130 м, ее размеры 10 x 2,5 км (см. рис. 2). Продуктивная часть и ложная покрывка залежи 2 (ЛП2) по составу аналогичны продуктивной части и ЛП залежи 1. ЛП2 распространена неравномерно, ее толщина колеблется от 0 до 50 м в присводовой части структуры.

Критическая седловина залежи 2 находится на юге, на уровне пересечения разломом подошвы ИП2 (–2570 м).

ВНК залежи 3 определяется по результатам опробования КНА-15 и результатам интерпретации ГИС вблизи отметки –2700 м. Залежь 3 занимает почти всю площадь Харьягинской структуры – и присводовую часть, и периклиналь, контролируется ИП (ИП3). Ее размеры 11 x 7 км, высота 212 м. Продуктивная часть и ЛП залежи 3 (ЛП3) по составу аналогичны продуктивной части и ЛП залежи 1. ЛП3 распространена неравномерно, ее толщина колеблется от 0 до 40 м в присводовой части структуры. Критическая седловина залежи 3 находится на юге, на уровне пересечения разломом подошвы ИП3 (–2700 м).

Водонефтяной контакт, определенный по результатам опробования скв. 58 и 59 (–2826 м), который в общепринятой модели ограничивал снизу всю единую залежь пласта Дз-III, в новой модели относится только к нижней залежи нефти – залежи 4. Она также располагается и в присводовой части Харьягинской структуры, и на периклинали. Залежь контролируется ИП (ИП4). Высота залежи 300 м, площадь 12 x 7 км. Толщина ЛП залежи 4 (ЛП4) колеблется от 0 до 90 м. Критическая седловина залежи 4 находится на юге, на уровне пересечения разломом подошвы ИП4 (–2826 м).

На небольшом поднятии на северной периклинали структуры имеется еще одна отдельная залежь – залежь 5 под ИП2 (той же, которая контролирует залежь 2) с ВНК –2615 м. Высота залежи 29 м, площадь 3,5 x 2,5 км.

Для залежей 3, 4 и 5, занимающих северную периклиналь структуры, проблемой являются северные границы – на северо-востоке структуры, на тех же уровнях, что и нефтенасыщенные слои в пределах залежей, вскрыты водонасыщенные слои (скв. 5, DEL-1, см. рис. 3), а четкого структурного элемента, служащего для разграничения слоев с разным насыщением, не наблюдается. Однако можно проследить зону, протягивающуюся на запад-северо-запад от прогиба на западном крыле восточной системы разломов, через небольшой прогиб между скважинами 15 и 5 и включающую два разлома длиной 4–5 км. В этой зоне наблюдаются участки частичной потери отражений. Можно предположить, что протрассированная зона представляет собой межрифовый прогиб, выполненный плотными карбонатно-глинистыми отложениями. ИП залежей (ИП2, ИП3 и ИП4), продолжаясь внутрь этого прогиба, не теряют своих экранирующих свойств и образуют синклиналиную структуру, ограничивающую с севера залежи 3, 4 и 5 (см. рис. 3).

Согласно новой модели часть коллекторов, считавшихся по принятой модели нефтенасыщенными, попала в водоносную зону ниже ВНК одной залежи, но выше ИП другой. В связи с этим запасы углеводородов задонско-елецкой (ухтинской) залежи Харьягинского месторождения в целом несколько снижаются. Начальные извлекаемые запасы нефти верхнедевонской залежи, числящиеся на балансе на 01.01.17 г., составляют 40,9 млн тонн. А пересчитанные, исходя из полученных площадей залежей по новой модели, составляют порядка 26 млн тонн, что практически на 30% меньше, чем в традиционной модели.

Итак, в результате исследования строения задонско-елецкой части разреза Харьягинского месторождения с позиций теории трехслойного строения природных резервуаров создана новая модель, согласно которой здесь выделяется 5 гидродинамически изолированных нефтяных залежей. Все они литологически ограничены и нарушены разломом.

Цель данной статьи – привлечь внимание геологов к исследованиям внутреннего строения крупных залежей углеводородов. Возможно, многие из них гораздо более сложно построены, чем принято считать, а некоторые являются системами, состоящими из нескольких залежей. Теория трехслойного строения природных резервуаров предлагает методику таких исследований. Несмотря на свою условность, предложенная модель, основанная на теории трехслойного строения природных резервуаров, представляется более логичной и более близкой к действительному строению задонско-елецких природных резервуаров Харьягинского месторождения. Следовательно, основанная на этой модели стратегия разработки залежей будет более успешной.

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

ЛИТЕРАТУРА

1. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуар: Метод. рек. / В.Д. Ильин и др. М.: ВНИГНИ, 1982. 52 с.
2. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре: Метод. указ. / В.Д. Ильин и др. М.: ВНИГНИ, 1986. 67 с.

3. *Хитров А.М, Ильин В.Д., Савинкин П.Т.* Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: Метод. рук. М.: ВНИГНИ, 2002. 63 с.
4. *Риле Е.Б.* К вопросу о строении природных резервуаров углеводородов. Saarbrücken (Deutschland): LAP Lambert Academic Publishing, 2015. 96 с.
5. Атлас нефтегазоносности и перспектив освоения запасов и ресурсов углеводородного сырья Ненецкого автономного округа. Нарьян-Мар: ГУП НАО «НИАЦ», 2004. 112 с.
6. *Риле Е.Б., Попова М.Н.* Природные резервуары центральной части Хорейверской впадины и связанные с ними нетрадиционные источники углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2017. № 11. С. 9–15.