

ЗНАЧЕНИЕ ОТКРЫТИЯ ТРЕХСЛОЙНОГО СТРОЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Е.Б. Риле, М.Н. Попова
Институт проблем нефти и газа РАН
e-mail: Rile@ipng.ru

Открытие трехслойного строения природных резервуаров углеводородов – выделение между покрывкой и продуктивным коллектором третьего слоя, обладающего промежуточными свойствами, – сделанное Б.В. Филипповым [1] и развитое затем В.Д. Ильиным и его учениками в теорию трехслойного строения природных резервуаров [2–4], имеет огромное значение для всех аспектов нефтегазовой геологии.

Согласно данной теории, природные резервуары (ПР) представляют собой системы, состоящие из трех членов: истинной покрывки (ИП), подстилающей ее ложной покрывки (ЛП) и продуктивной части (коллекторов, точнее, сложного переслаивания коллекторов и слабопроницаемых прослоев). ЛП представляет собой толщу низкопроницаемых пород, залегающих под истинной покрывкой; для нее характерно наличие нефтегазопроявлений. Наиболее важную роль эта теория играет в локальном и региональном прогнозе нефтегазоносности, при котором главным нефтегазопроисковым признаком утверждается соотношение между толщиной ЛП и амплитудой локальных структур, а в областях развития дизъюнктивной тектоники – между толщиной ЛП и амплитудой ненарушенного разломом верхних частей локальных антиклиналей. Эффективность геолого-разведочных работ в данном случае намного возрастает. Разработанная методика успешно опробована в Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Прикаспийской НГП, на Камчатке, на отдельных примерах различных НГП мира.

Указанная теория логично объясняет наличие водоносных структур среди продуктивных при выдержанной покрывке и одинаковом положении структур относительно источников и путей миграции УВ.

Для разработки многопластовых месторождений теория трехслойного строения ПР дает инструмент для определения взаимоотношений между залежами УВ: с ее помощью выясняется, какие залежи УВ гидродинамически связаны, а какие – изолированы, то есть разделены ли соседние, как по вертикали, так и по латерали, залежи УВ перемычками из пород ложных покрывок или истинными покрывками. В основу методики положены соотношения между толщиной разделяющих залежи плотных отложений и разницей

контактов УВ – вода, а также характеристика разделяющих залежи плотных пород, в том числе наличие нефтегазопроявлений и водоносных прослоев. Таким образом проведено районирование Верхнекамской впадины (север Волго-Уральской НПП) по соотношению залежей в башкирских и верейских отложениях (средний карбон). Установлено, что для формирования башкирских залежей на территории гидродинамической изоляции башкирских и верейских отложений амплитуда локальных антиклиналей должна превышать 20 м, а на территории, где эти отложения связаны, – 40 м [5].

На основании теории трехслойного строения ПР разработана методика изучения истории формирования месторождений углеводородов, согласно которой в низкопроницаемых породах ЛП сохраняются древние углеводороды, первыми заполнившие ловушку и вытесненные затем из нижележащих средне- и высокопроницаемых коллекторов более молодыми флюидами. Тот факт, что в низкопроницаемых коллекторах сохраняются более древние УВ флюиды, отмечен давно, примером этого является нефть в низкопроницаемых линзах среди газоконденсатной залежи Оренбургского месторождения. Однако, такие линзы вскрываются (обычно случайно), а низкопроницаемые породы ЛП залегают между ИП и средне- и высокопроницаемыми коллекторами продуктивной части в большинстве случаев. Отбор проб флюидов из ЛП, как правило, не производится, вследствие чего состав флюидов в этой части ПР практически не изучен. Но в некоторых случаях ЛП содержит тонкие прослой среднепористых коллекторов, состав флюидов в которых отличается от состава флюидов основной залежи и, вероятно, соответствует составу флюидов, содержащихся во всей ЛП. Это можно продемонстрировать на примере Оренбургского месторождения (Волго-Уральская НПП), содержащего гигантскую основную газоконденсатную залежь с нефтяной оторочкой в визейско-артинских карбонатах и небольшую залежь в вышележащем маломощном пласте филипповских доломитов: состав УВ данных залежей различен.

Отметки водонефтяного контакта (ВНК) основной и филипповской залежей совпадают, а газонефтяной контакт (ГНК) филипповской залежи на 50–70 м выше, чем ГНК визейско-артинской; следовательно, в периклинальных областях и на крыльях месторождения над газом основной залежи находится нефть филипповской залежи. Истинной крышкой резервуара являются ангидриты верхней части филипповского горизонта и соли иреньского горизонта кунгура. Нижней границей ПР служит кровля

тульских глин. Таким образом, на территории Оренбургского вала существует зональный преимущественно карбонатный визейско-кунгурский ПР, продуктивную часть которого представляют гидродинамически связанные отложения от верхней части визейского яруса до верхней части артинского яруса и ИП которого имеет кунгурский возраст и галогенный состав. ЛП состоит из переслаивающихся слоев ангидритов и карбонатов верхней части артинского яруса и нижней части филипповского горизонта, в кровле этой пачки залегает филипповский пласт «плойчатых доломитов» толщиной 25–28 м. На большей части окружающей Оренбургский вал территории он плотный, на Оренбургском валу и еще на нескольких структурах содержит залежи УВ. Предполагается, что маломощный зонально распространенный филипповский коллектор содержит те же флюиды, что и вся ЛП, то есть более древние по сравнению с углеводородами основной залежи. Детальные геохимические сравнительные исследования флюидов обеих залежей могут добавить новые штрихи к изучению истории Оренбургского месторождения, а также других более мелких месторождений этого региона, имеющих длительную и сложную историю развития [5].

Выделяемая теорией трехслойного строения природных резервуаров ЛП, залегающая непосредственно под ИП, сложенная коллекторами с крайне низкой и предельно низкой проницаемостью и гарантированно насыщенная углеводородами до уровня критической седловины по подошве ИП, представляет собой новый нетрадиционный источник трудноизвлекаемых углеводородов (рис. 1). Наиболее перспективны в этом отношении преимущественно карбонатные рифосодержащие ПР с глинистыми или галогенными ИП, характеризующиеся мощными выдержанными по площади ЛП. На примерах рифосодержащих преимущественно карбонатных ПР – верхнедевонско-нижнекаменноугольного с глинистой ИП в Тимано-Печорской НГП и ассельско-кунгурского с галогенной ИП на юго-востоке Волго-Уральской НГП – установлено, что ресурсы УВ, содержащихся в ЛП таких ПР, значительны и сопоставимы с запасами нижележащих залежей [5, 6].

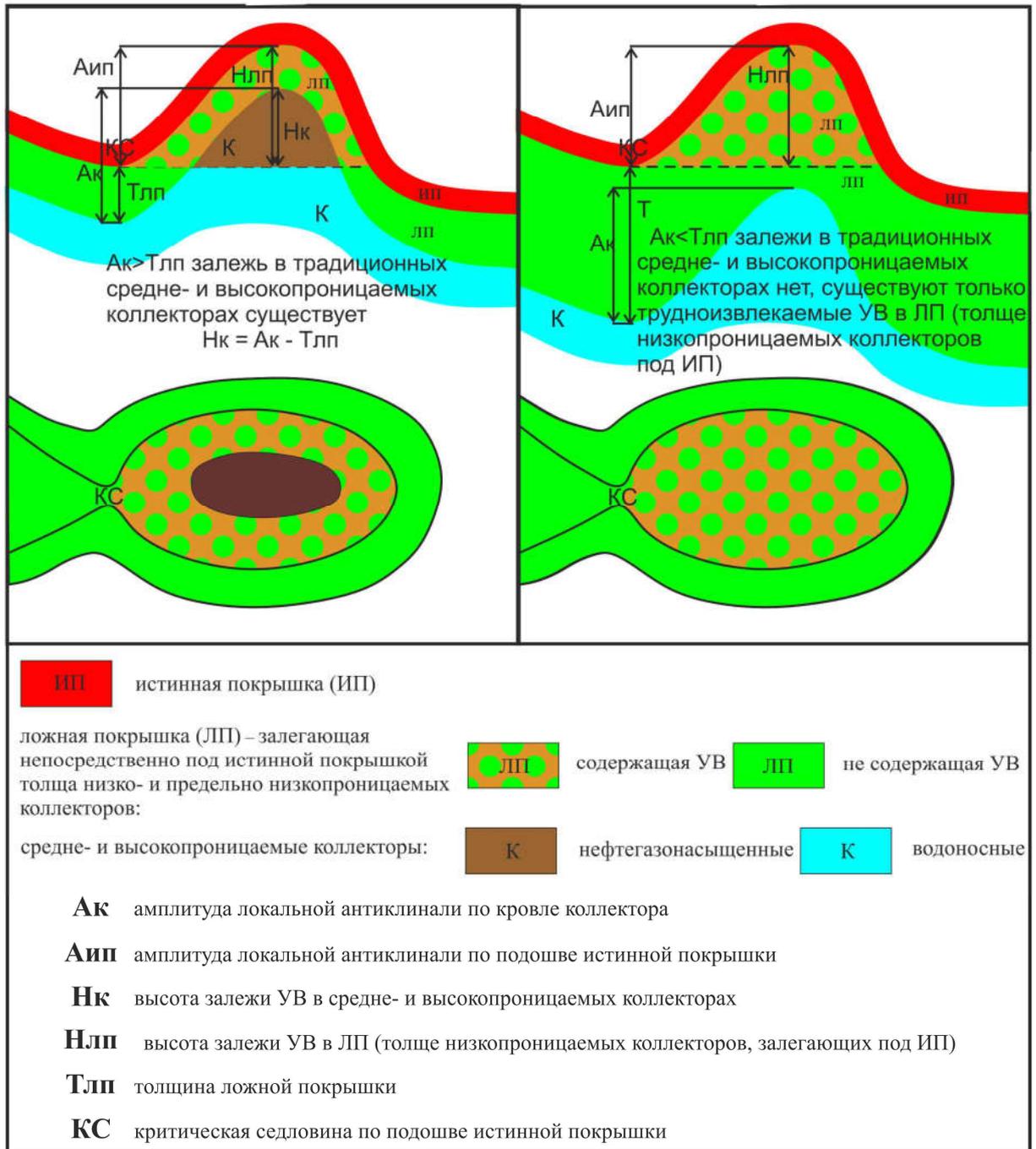


Рис. 1. Условие существования залежи УВ в традиционных средне- и высокопроницаемых коллекторах и в нетрадиционном источнике трудноизвлекаемых УВ – породах ложной покрывки (по [6])

Выводы

Основные результаты применения теории трехслойного строения природных резервуаров, имеющие значение для нефтегазовой геологии, таковы:

1. Выявление закономерных соотношений между параметрами залежи УВ, структуры, ее содержащей, и вмещающего залежь природного резервуара.

2. Создание новых, более успешных методик локального и регионального прогноза нефтегазоносности.

3. Уточнение формулы расчета рисков геолого-разведочных работ.

4. Открытие нового нетрадиционного источника трудноизвлекаемых углеводородов – ложных покрышек и выделение наиболее перспективных в этом отношении типов природных резервуаров.

5. Воссоздание истории формирования месторождений.

Природные резервуары углеводородов являются более высоким уровнем организации материи, чем осадочные породы, коллекторы, покрышки и даже нефтегазоносные комплексы.

Понимание осадочного выполнения нефтегазоносных бассейнов как системы природных резервуаров углеводородов – новый этап в развитии нефтегазовой геологии.

Учет трудноизвлекаемых углеводородов, содержащихся в ложных покрышках, при оценке ресурсов нефтегазоносных провинций – новый взгляд на потенциал «старых» нефтегазодобывающих регионов.

Статья написана в рамках выполнения Государственного задания в сфере научной деятельности на 2017 г.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Филиппов Б.В.* Типы природных резервуаров нефти и газа. – Л.: Недра, 1967. 124 с.

2. *Ильин В.Д.* и др. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: Метод. рекомендации. М.: ВНИГНИ, 1982. 52 с.

3. *Ильин В.Д.* и др. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре: Метод. указания: М.: ВНИГНИ, 1986. 67 с.

4. *Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т.* Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: Метод. руководство. М.: МПР РФ, МЭ РФ, ВНИГНИ, 2002. 63 с.

5. *Риле Е.Б.* К вопросу о строении природных резервуаров углеводородов. Saarbrücken (Deutschland): LAP, 2015. 96 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. 2017. № 11. С. 9–15.