

## **ЗАПОЛНЕНИЕ УГЛЕВОДОДАМИ ЛОВУШЕК В ТРЕХСЛОЙНЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ**

Е.Б. Риле, Д.И. Валиева  
ИПНГ РАН, e-mail: [Rile@ipng.ru](mailto:Rile@ipng.ru)

Теория трехслойного строения природных резервуаров (ПР), разработанная В.Д. Ильиным и другими исследователями [1, 6, 8], дает строгое и конкретное определение этого термина, введя понятия «истинная покрывка» и «ложная покрывка» и установив четкие принципы выделения и разграничения ПР. Истинными покрывками (ИП) являются пласты, не проницаемые для УВ, не имеющие проницаемых зон (или окон) в пределах локальных объектов (антиклинальных структур или неантиклинальных объектов). В любых структурных условиях истинные покрывки не имеют признаков нефтегазонасыщенности. Ложные покрывки (ЛП) представляют собой совокупность слабопроницаемых пластов, залегающих под истинной покрывкой. Очень часто ЛП несут признаки нефтегазонасыщенности. Ловушка в природном резервуаре существует в том случае, если амплитуда локальной антиклинали превышает толщину ложной покрывки, то есть если на структуре имеется экранированный истинной покрывкой объем коллектора. Все имеющиеся в пределах НГП ловушки заполнены на 100%, контакты УВ - вода совпадают с отметкой нижней замкнутой изогипсы по подошве ИП.

Теория трехслойного строения ПР открывает принципиально новые возможности для изучения миграции углеводородов в земной коре. Профессор В.Д. Ильин считает, что роль ложных покрывок в процессах нефтегазогенерации, миграции и аккумуляции УВ далеко не исчерпывается тем, что они уменьшают объем полезного объема структур. По его мнению, именно по ложным покрывкам под подошвами ИП происходит основная миграция УВ от нефтегазоматеринской толщи в очаге генерации до ловушки в трехслойном резервуаре [8]. Эта идея получила дальнейшее развитие в результате совместного применения принципа дифференциального улавливания и теории трехслойных резервуаров при исследовании заполнения УВ локальных антиклиналей. Породы ЛП заполняются УВ раньше, чем коллекторы, начиная со свода антиклинали под ИП, а при поступлении в ловушки новых порций флюидов более легкие УВ (например, газы) вытесняют древние более тяжелые (например, нефти) в первую очередь из коллекторов, а породы ЛП в силу своей меньшей проницаемости сохраняют в себе древние флюиды. Изучение флюидов,

содержащихся в породах ЛП, может пролить свет на историю формирования месторождений УВ.

Рассмотрим гипотетическую систему (вал) из семи локальных антиклиналей, вверх по которой движется поток мигрирующих УВ (рис. 1, см. Приложение). Не будем касаться ни происхождения УВ, ни механизма их миграции, – в данном случае это не имеет значения. Критические седловины ловушек располагаются на верхних периклиналях структур, погружения на обоих крыльях вала более глубокие. Амплитуды структур от 20 до 80 м (указаны над структурами), толщина ложной покрывки составляет 30 м. По принципу дифференциального улавливания сначала будут занимать ловушку более легкие УВ, а по направлению миграции будет происходить их утяжеление. Соответственно, в первую и вторую структуры попали УВ-газы. Но амплитуда этих структур 20 и 30 м – меньше или равна толщине ЛП, то есть эти структуры не содержат ловушек, и коллектор в них остался водоносным, все поступившие в структуры газы заняли только экранированный ИП объем пород ЛП. Это значит, что если не учитывать трехслойное строение ПР и наличие ЛП, то эти первые структуры будут восприниматься просто как водоносные и исследуемый ряд залежей будет начинаться с газоконденсатных. Можно предположить, что в УВ-потоке содержалось недостаточное количество газа для формирования самостоятельной залежи, однако это не так: весь газ остался в породах ЛП первых двух структур. В третьей структуре, амплитуда которой 40 м – больше толщины ЛП, образовалась газоконденсатная залежь, а выше по восстанию слоев, в четвертой, пятой и шестой структурах, – последовательно залежи легких, средних и тяжелых нефтей. Эти флюиды заполнили весь экранированный ИП объем – коллекторов и ЛП. В последней, седьмой, структуре с амплитудой 20 м, что меньше толщины ЛП, коллектор также остался водоносным, а верхняя часть ЛП заполнилась тяжелой нефтью. Если мы будем исследовать состав флюидов в этой системе структур, основываясь на двуслойном строении ПР, то есть анализируя флюиды только в коллекторах, мы обнаружим следующую последовательность: вода – вода – газоконденсат – легкая нефть – средняя нефть – тяжелая нефть – вода. Это довольно бессмысленный и неупорядоченный ряд. Но если мы используем представления о трехслойном строении ПР и учтем состав флюидов в породах ЛП, под истинной покрывкой, то будем иметь полную последовательность УВ – от газов до тяжелых нефтей. Таким образом, изучение флюидов, заполняющих породы ЛП, совершенно меняет представления о составе мигрировавшего

потока флюидов – оно позволяет несколько приблизиться к действительному составу древних мигрировавших УВ.

Исследуем дальнейшее существование этой гипотетической системы залежей. Через некоторое время, в момент следующего цикла генерации и, соответственно, миграции УВ, этим же путем вверх по восстанию гипотетического вала начинает мигрировать другой поток УВ, в нашем примере преимущественно газовый. Газ в ЛП двух первых структур (рис. 2, см. Приложение), в которых коллектор водоносен (из-за небольшой амплитуды структур, меньшей толщины ЛП), очевидно, будет смешиваться с вновь поступающими газами, в результате чего изменит свой состав. В третьей структуре в коллекторе газоконденсатная залежь сменится газовой, а в породах ЛП из-за плотности и слабой проницаемости сохранится древняя газоконденсатная смесь. Вероятно, новые агрессивные газы все-таки смогут проникнуть по крайней мере в нижнюю часть пород ЛП, смешаться с древней газоконденсатной смесью и несколько изменить ее состав. В четвертой и пятой структурах, в которых были сформированы залежи легких и средних нефтей, новые газы начинают вытеснять нефть из коллекторов и частично растворять ее. Состав поступающих газов уже не таков, каким он был при достижении газовым потоком первой структуры системы, – самые легкие газы остались в первых ловушках. На этом уровне системы газы, скорее всего, незначительно могут проникать в породы ЛП, занятые легкими и средними нефтями. Возможно, некоторая часть газа все же смогла пробиться сквозь породы ЛП, заполненные нефтью, частично вытесняя и растворяя ее, и сконцентрироваться в своде структуры в виде небольшой газовой шапки.

В результате взаимодействия нового газового потока и древних флюидов в коллекторах сформировались залежи более тяжелых газов, а в ложных покрышках остались древние легкие и средние нефти. Шестая, самая высокоамплитудная структура, которая была заполнена тяжелой нефтью, вероятно, изменилась следующим образом: в коллекторе сформировалась залежь легких нефтей с газовой шапкой, а в породах ЛП осталась тяжелая нефть, возможно в нижней части измененная на среднюю. Седьмая структура с небольшой амплитудой, тяжелой нефтью в породах ЛП и водоносным коллектором, скорее всего, осталась почти без изменения.

Безусловно, это очень условная и приблизительная схема. В реальной геологической обстановке, на наш взгляд, миграция УВ никогда не идет таким единым потоком. Одновременно происходит субвертикальная и латеральная миграция из нескольких всту-

пивших в главную зону нефтеобразования или погруженных еще глубже нефтегазоматеринских пород, а также субвертикальная и латеральная миграция из подкоровых очагов дегазации Земли. Здесь было важно показать сам принцип участия ЛП в заполнении ловушек и доказать необходимость исследования флюидов этого важного члена ПР. К сожалению, флюиды, содержащиеся в породах ЛП, совсем не изучены, за исключением случаев, когда внутри мощной ЛП имеются линзы или маломощные прослои с удовлетворительными коллекторскими свойствами.

Однако в строении некоторых крупных и хорошо изученных месторождений можно распознать прогнозируемые закономерности. Например, в соотношениях флюидов визейско-артинской (основной) и филипповской залежей Оренбургского месторождения (южная часть Волго-Уральской антеклизы).

Гигантское нефтегазоконденсатное Оренбургское месторождение занимает Оренбургский вал, представляющий собой асимметричную сложную антиклинальную структуру широтного простирания. Вал сформировался в альпийский этап тектогенеза и имеет сложное строение в связи с проявлением в его пределах как тектонических, так и седиментационных структуроформирующих факторов. В современном структурном плане вал прослеживается по всем отражающим горизонтам палеозоя, начиная с о.г.О<sub>1</sub> (внутри ордовика), в виде гигантской субширотной брахиантиклинали протяженностью более 100 км и шириной в центральной части 18–22 км (рис. 3, см. Приложения). На месторождении установлены газоконденсатные залежи с нефтяными оторочками в визейско-артинских карбонатах (основная залежь) и в пloyчатых доломитах филипповского горизонта кунгурского яруса нижней перми. Залежи разделены пачкой переслаивания ангидритов и карбонатов толщиной около 100 м. Основная залежь характеризуется довольно сложным распределением отметок газонефтяных и водонефтяных контактов.

Многие исследователи (Е.С. Ларская, И.Н. Ляпустина и другие) [2, 3] предполагают вторичный характер газоконденсатов основной залежи Оренбургского месторождения (формирование их за счет растворения в более поздних газах палеонефтей) с последующим развитием явлений гипергенеза и криптогипергенеза. Предполагается, что после образования положительной структуры Оренбургский вал был заполнен нефтью. Позже произошли следующие циклы активной миграции горячих глубинных углеводородных флюидов, несущих в своем составе высокие концентрации газов, причем не только углеводородных, но и сероводорода, углекислого газа, а также гелия, высокие концентрации

летучих форм меркаптановой серы, пары воды и высокие концентрации твердых парафинов с аномально высокой для региона температурой их плавления (59–63 и даже 130 °С) [5]. Эти поднимающиеся снизу агрессивные флюиды вступали в контакт с находящимися в залежи палеонефтями. Палеонефти растворялись в этой вновь поступавшей агрессивной смеси горячих кислых газов. Освободившись от тяжелых кислых газов, горячие флюиды поднимались вверх по разрезу, разгружались под крышкой и растворяли легкие дериваты палеонефтей с генерацией смеси углеводородных газов, конденсатов и легких нефтей. Этот процесс переформирования продолжается по настоящее время [5].

Гигантская основная залежь Оренбургского месторождения отличается сложным характером распределения отметок ВНК и ГНК. Контакт нефть – вода на Восточном куполе месторождения на 40–60 м ниже, чем в районе Центрального купола (на востоке ВНК –1820 м, на остальной части месторождения – 1760–1780 м), то есть на востоке образовалась относительно самостоятельная флюидальная система, в которую и в настоящее время продолжают поступать флюиды с востока, из Предуральского прогиба. Природа барьера, отделяющего Восточный купол от Центрального, до конца не ясна.

Отметки ВНК основной и филипповской залежей совпадают, а ГНК филипповской залежи на 50–70 м выше, чем ГНК визейско-артинской [4]. То есть на некоторой части месторождения в периклинальных областях и на крыльях над газоконденсатной залежью находится нефть.

На большей (центральной) части месторождения в филипповских пloyчатых доломитах содержится газ. Но этот газ существенно отличается от залегающего ниже газа основной залежи. В нем в восемь раз больше тяжелых УВ, в два раза – стабильного конденсата, в полтора раза – сероводорода, в четыре раза меньше азота и в два раза выше текущее пластовое давление. Плотность газа по воздуху приблизительно одинакова.

Изучив состав и структуру отложений, перекрывающих карбонатные коллекторы основной залежи Оренбургского месторождения, а также ПР каменноугольно-нижнепермского интервала отложений на окружающих территориях, мы предполагаем следующее строение Оренбургского ПР (рис. 4, см. Приложение). Продуктивная часть представлена визейско-артинскими карбонатными коллекторами, чередующимися с более плотными породами толщиной от 2 до 30 м. В верхней части артинского горизонта появляются прослойки ангидритов. Верхний карбонатный артинский пласт перекрывается пачкой ангидритов с маломощными прослоями карбонатов артинского и филипповского воз-

раста, являющейся ЛП. В верхней части 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 обладает коллекторскими свойствами и содержит залежи УВ. О существовании гидродинамической связи обеих залежей (основной и филипповской) свидетельствует их одинаковый ВНК (толщина разделяющей залежи пачки ангидритов с прослоями карбонатов около 100 м). О том, что эта связь затруднена, свидетельствуют разные ГНК (у филипповской залежи на 50–70 м выше), резко различный состав газа в залежах, а также тот факт, что на периферии месторождения нефть залегает выше газа.

Истинной крышкой резервуара являются ангидриты верхней части филипповского горизонта и соли иреньского горизонта кунгура. Нижней границей ПР служит кровля тульских глин. Таким образом, ПР Оренбургского вала можно назвать визейско-кунгурским, так как здесь выявляется гидродинамическая связь всех отложений, от верхней части визейского яруса до верхней части артинского яруса (продуктивная часть), а крышки имеют кунгурский возраст. По масштабу этот ПР является зональным, поскольку на окружающей территории в нижнекаменноугольно-нижнепермском интервале разреза развиты по меньшей мере два региональных ПР – визейско-башкирский и московско-ассельский, разделенные верейской региональной ИП, которая в пределах Оренбургского вала замещается карбонатами.

На основании этих фактов мы предполагаем, что маломощный филипповский коллектор заключен внутри ЛП, в верхней ее части. Следовательно, в нем, как и во всей ЛП, сохранились более древние флюиды. 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.

Таким образом, совместное применение теории трехслойного строения природных резервуаров и принципа дифференциального улавливания УВ открывает совершенно новые возможности в исследовании истории формирования месторождений, а также позволяет сделать следующие предположения:

- 1) латеральная миграция УВ происходит под подошвой истинной крышки внутри ложной;

2) заполнение локальных антиклиналей начинается со сводовой части антиклинали – с пород ЛП. То есть первыми заполняются породы ЛП, а затем заполняется экранированный истинной покрывкой объем коллектора;

3) игнорирование исследования флюидов, заполняющих породы ЛП, особенно в малоамплитудных структурах с водоносным коллектором, приводит к искажению представлений о первичном составе мигрировавших УВ;

4) последовательное заполнение антиклиналей происходит до нижней замкнутой изогипсы не по кровле коллектора, а по подошве ИП;

5) при поступлении новых порций УВ в уже заполненные структуры более легкие УВ вытесняют имеющиеся уже в ловушке тяжелые УВ – это происходит в первую очередь в коллекторе. Вытеснить древние тяжелые УВ, находящиеся в породах ЛП, гораздо труднее. Следовательно, именно в ЛП следует искать следы древних флюидов и по ним восстанавливать историю формирования залежи;

6) возможно, агрессивные флюиды влияют на свойства пород ЛП, способствуя созданию внутри нее в своде антиклинали линз или прослоев с удовлетворительными коллекторскими свойствами.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: Методические рекомендации / В.Д. Ильин и др. М.: ВНИГНИ, 1982.

2. *Ляпустина И.Н., Петерсилье В.И., Ларская Е.С.* Результаты геохимических исследований остаточной нефти в газовой залежи Оренбургского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. 1980. №5. С. 45-48.

3. *Максимов С.П., Ларская Е.С., Хаханова И.Н.* О формировании Оренбургского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа 1976. №11. С.11-22.

4. Нефтяные и газовые месторождения СССР: Справочник / под ред. С.П. Максимова. М.: Недра, 1987. 358 с.

5. *Подкорытов Н.Г., Риле Е.Б., Фугенфирова С.М., Левшунова С.П.* Геологическое строение и современные процессы переформирования флюидальной системы крупной нефтяной залежи на востоке Оренбургского вала // Геология и направления поисков нефти и газа. М., 2003. С. 59-71.

6. Прогноз нефтегазоносности локальных объектов на основе выявления ловушек в трехчленном резервуаре: Методические указания / В.Д. Ильин и др., М, ВНИГНИ, 1986.

7. Региональный и локальный прогноз нефтегазоносности / Е.С. Ларская, В.Д. Ильин и др. М.: Недра, 1987. 237 с.

8. *Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т.* Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре: Методическое руководство. М., М-во природн. ресурсов РФ, М-во энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002.



ПРИЛОЖЕНИЕ

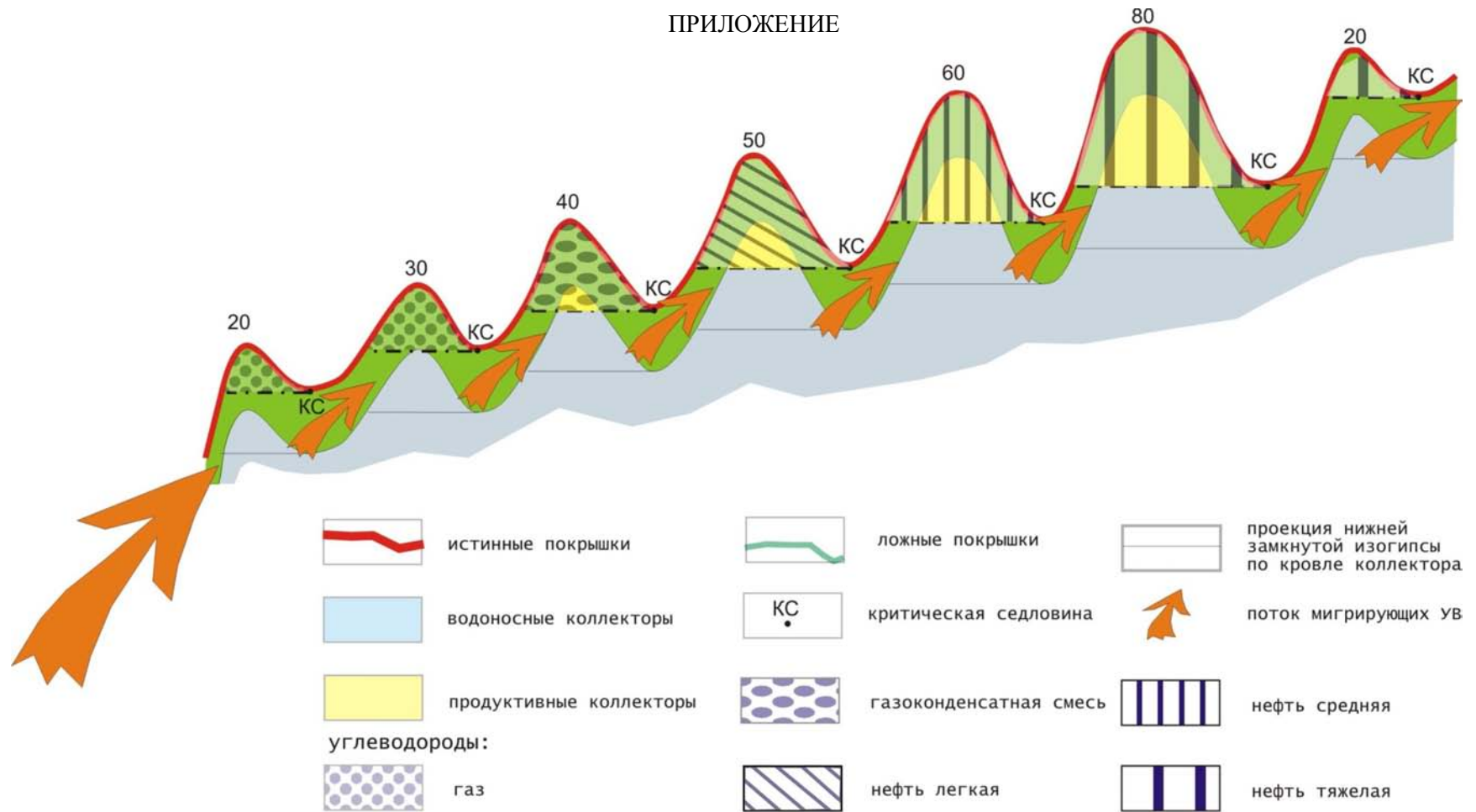


Рис.1. Прогноз заполнения системы ловушек УВ при совместном применении принципа дифференциального улавливания и концепции трехслойного строения ПР

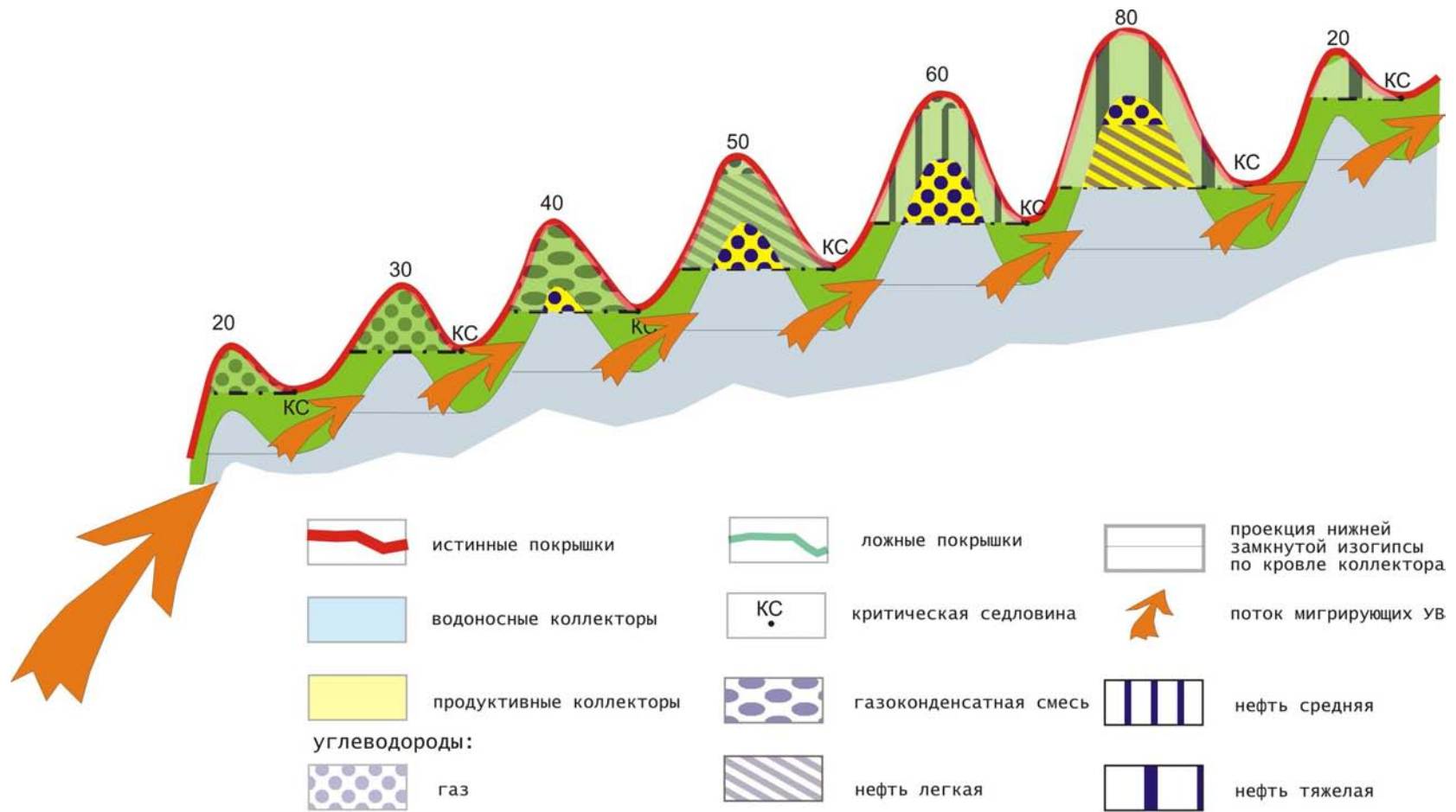
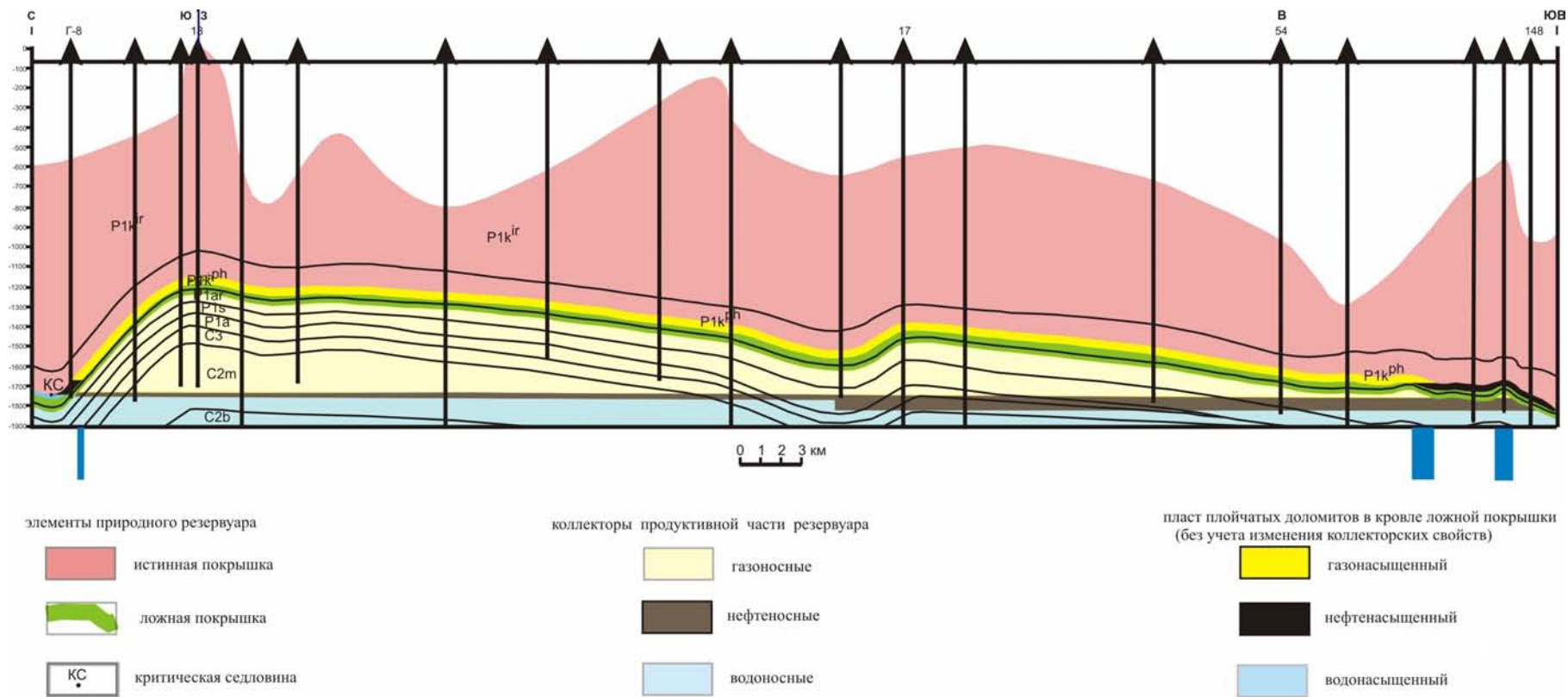


Рис. 2. Прогноз переформирования древних залежей УВ в системе ловушек при поступлении новых порций УВ (преимущественно газов) при следующих циклах генерации и миграции



Рис. 3. Структурная схема Оренбургского месторождения по отражающему горизонту А



■ участки, на которых в пloyчатых доломитах содержится нефть, а ниже в коллекторах основной залежи - газ

Рис. 4. Профиль по критическому направлению через Оренбургское месторождение (положение линии профиля см. на рисунке 3)