

Серия «НЕФТЕГАЗОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА»

Обзорная информация

ТИПЫ ЛОВУШЕК В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ
И ОСОБЕННОСТИ МЕТОДИКИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
В НИХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Выпуск 16

(57)

Москва 1983

В В Е Д Е Н И Е

Природные резервуары в первоначальном своем понимании рассматривались многими исследователями как естественные вместилища флюидов. Еще в 1951 г. И.О. Брод в своей работе "Залежи нефти и газа" определил их как "горные породы, в которых может происходить циркуляция подвижных веществ (флюидов) в недрах". Такое толкование природных резервуаров практически характеризовало их как любые породы-коллекторы, т.е. определялось их одночленное строение.

Последующие работы Н.А.Еременко, Н.Б.Вассоевича, Н.Ю.Успенской, А.И.Леворсена и многих других исследователей в значительной степени уточнили данное И.О. Бродом определение природных резервуаров, выделив взаимосвязь особенностей внутрирезервуарной фильтрации флюидов с его формой и взаимоотношением коллекторов и покрышек. Признание этих особенностей явилось основанием для выделения типов природных резервуаров, к числу которых были отнесены пластовые, массивные и литологически экранированные. Таким образом, на этом этапе развития геологической науки о природных резервуарах, кроме основной его части - порода-коллектор, была выделена и ограничивающая - покрышка (флюидоупор), т.е. речь шла уже о двухчленном строении

природного резервуара. Такое толкование природных резервуаров позволило выделить соответствующие типы ловушек и залежей углеводородов.

Основными критериями выделения этих типов явились тектонические (антиклинальные перегибы, дизъюнктивные нарушения и др.) и литолого-стратиграфические (неогласия, выклинивания). В результате тип залежи и тип ловушки стали практически единым понятием, а характер строения природного резервуара в определенной степени потерял свое значение в классификации ловушек и залежей нефти и газа.

В настоящее время наибольшее признание получили классификации ловушек, предложенные Н.Б.Вассоевичем (1954), Н.А.Еременко (1968) и А.И.Леворсеном (1970).

Н.Б. Вассоевич выделяет ловушки замкнутого, полужамкнутого и незамкнутого типов, Н.А.Еременко - ловушки складчатых и разрывных дислокаций, стратиграфического и литологического типа, а также ловушки, представляющие собой различные комбинации этих типов. А.И.Леворсен подразделяет ловушки на три основных типа: структурные, стратиграфические и ловушки, являющиеся комбинацией первых двух типов.

Таким образом, в основу почти всех классификаций ловушек положен морфологический и генетический признак ограниченной части природного резервуара. На первый взгляд такое толкование естественно, так как ловушка рассматривается как ограниченная часть природного резервуара, имеющего двучленное строение.

Однако еще в 1963 г. Б.В.Филипповым на основе проведенных исследований было установлено, что между породами-флюидопорами и породами-коллекторами встречается комплекс пород, являющийся по своим свойствам и положению промежуточным между коллекторами и крышками*. Однако выделение в ряде районов таких толщ было автором недостаточно обосновано и, возможно, по этой причине идея долгое время была почти забыта.

* Этот комплекс пород был назван Б.В.Филипповым "полукрышками", а затем "промежуточным комплексом".

В последние годы промежуточные комплексы обнаружены во многих нефтегазоносных районах СССР и за рубежом, что нашло отражение в многочисленных публикациях. Так, в 1931 г. независимо друг от друга опубликовали работы о выявленных промежуточных толщах: И.В.Высочанский, В.Г.Де-мьянчук, В.Д.Ильин, В.П. Строганов, Г.И. Амурский и Н.Н.Соловьев, А.А.Клещев и др.

Различные исследователи по-разному называли эти комплексы пород в зависимости от их видимой литологической схожести - "ложные покрывки", либо "ложные коллекторы", и, как следствие этого, по-разному подходили к вопросам строения ловушек в трехчленном резервуаре, выделению их типов.

Учитывая, что решение этого вопроса имеет не только научное значение, но и прямое отношение к методам поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, в настоящем обзоре авторами проведен анализ ряда опубликованных работ, а также фактического материала по многим районам нашей страны и зарубежным.

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА В ТРЕХЧЛЕННОМ ПРИРОДНОМ РЕЗЕРВУАРЕ

Правильная оценка особенностей строения природных резервуаров нефти и газа способствует решению многих теоретических и практических вопросов геологии. К их числу, прежде всего, относятся вопросы формирования залежей углеводородов, методики локального прогноза нефтегазоносности и, как следствие, методические приемы поисков и разведки залежей.

В практике геологоразведочных работ на нефть и газ основное внимание, как правило, уделяют изучению пород-коллекторов и покрывок в продуктивных горизонтах, исходя из общепринятых представлений о двучленном строении природного резервуара. Исследования последних лет показали, что распространенные представления нуждаются в существенном пересмотре.

Как известно, любая ловушка нефти и газа состоит из экранирующей части (покрывка) и емкостной части, способ-

ной вмещать углеводороды (коллектор). Эти элементы ловушки разнообразны по своему геологическому строению. Они могут быть представлены однородными и неоднородными породами. В ряде случаев в их составе непосредственно под флюидоупором (покрышкой) выделяются слои и толщи слабопроницаемых пород, которые нельзя отнести ни к флюидоупорной части ловушки, ни к емкостной. Эта толща пород впервые была выделена Б.В. Филипповым в 1963 г. как "промежуточный комплекс". Позднее, в восьмидесятых годах, она получила новое название "ложные покрышки" [3, 4, 8] либо "промежуточная толща" [7, 10, 11].

Промежуточной следует считать такую толщу пород, которая не обладает свойствами коллектора, но и не является покрышкой. В разрезе она находится непосредственно над коллекторами. По литолого—петрографической схожести выделяются два вида промежуточной толщи.

Первый вид - плотные, высокоомные толщи пород, похожие на покрышки, но не являющиеся ими вследствие сильной трещиноватости. Этот вид промежуточной толщи был назван "ложными покрышками" [4, 8].

Вторым видом промежуточной толщи является комплекс пород, близкий к коллекторам—алевролиты, глинистые песчаники и др. При проведении газового каротажа в скважинах, вскрывших эти породы, как правило, наблюдается повышение фона. Однако в процессе опробования таких пород получить промышленные притоки нефти не удастся, на разведку их затрачивается значительный объем бурения. Этот вид промежуточной толщи был назван "ложными коллекторами" [10].

Помимо двух выделенных типов промежуточных толщ в природе существуют многочисленные толщи более сложного строения, для диагностики которых в каждом регионе должен быть индивидуальный подход. В связи со сложным строением промежуточной толщи (сходством с покрышками в одних районах и с коллекторами в других) для ее выделения необходимо проводить детальный анализ всего комплекса геолого-геофизических материалов по каждому региону.

Необходимость тщательного изучения строения промежуточных толщ определяется их важной ролью в формировании залежей нефти и газа. Этому вопросу посвящен ряд иссле-

дований, проведенных в СССР и за рубежом [1, 2, 4, 6, 10].

Проведенные исследования показывают, что промежуточная толща, находясь непосредственно под покрывкой, значительно уменьшает полезный объем ловушки в пласте—коллекторе. Иными словами, если между коллектором и покрывкой на локальном поднятии, выделенном по кровле коллектора, находится промежуточная толща, то ловушкой, способной содержать в себе углеводороды, оказывается только та часть поднятия, которая находится выше уровня отметки кровли промежуточной толщи, на участке критической седловины (рис. 1).

При наличии в разрезе промежуточной толщи для выделения ловушки и определения ее высоты необходимо знание морфологии, прежде всего, кровли промежуточной толщи.

Таким образом, наличие ловушки в пределах локального поднятия должно отвечать требованию: амплитуда поднятия должна быть больше мощности промежуточной толщи, т.е. $A > T$ иначе (учитывая способность промежуточной толщи пропускать через себя флюиды) ловушки быть не может.

Детальное рассмотрение вопроса определения высот ловушек и залежей приведено в методических рекомендациях, разработанных во ВНИГНИ [8], Правильно осветив значение промежуточной толщи (авторы называют ее "ложной покрывкой") при выделении ловушек нефти и газа в природном резервуаре, группа этих исследователей пошла по несколько упрощенной схеме. Принципиально неточным положением, которое использовали авторы, явилось то, что они не включают, ложную покрывку в емкостную часть резервуара, т.е. считают, что ловушка - это та часть объема, которую

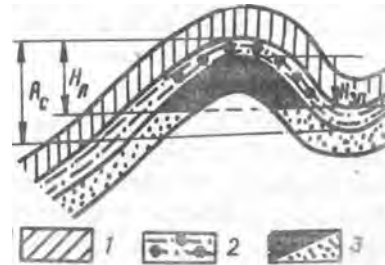


Рис. 1. Ловушка в трехчленном природном резервуаре
1-Покрывка; 2 - промежуточная толща и залежь в ней углеводородов;
3 - коллектор и залежь в нем углеводородов; H_A - высота ловушки;
 A - амплитуда структуры по кровле коллектора; $H_н$ - высота залежи углеводородов промышленного значения

занимает залежь лишь промышленного значения, где высота ловушки (H_c) равна высоте залежи () и определяется по формуле:

$$(H_c = H) = (- T),$$

где H_c - высота структуры;

- толщина ложной покрывки.

Формула не учитывает, что ложная покрывка содержит углеводороды, так как обладает определенными коллекторскими свойствами, иначе она не могла бы нести функции рассеивания углеводородов. При поисково-разведочных работах на нефть и газ неоднократно отмечалось в плотных породах (ангидритах, аргиллитах и алевролитах), залегающих непосредственно под покрывкой, наличие трещин с примазками нефти, пропитанность нефтью образцов керна, нефте- и газопроявления в процессе бурения, однако дальнейшее опробование этих интервалов положительных результатов не дало. Именно поэтому ложную покрывку нужно относить к емкостному элементу ловушки, т.е. включать в единую гидродинамическую систему с коллектором. Это имеет принципиальное значение в определении высоты залежи. При значительной амплитуде структуры и сопоставимой мощности промежуточной толщи (ложной покрывки) высота залежи может быть достаточно большой, соответствующей высоте поднятия по подошве флюидоупора. Это необходимо учитывать при оценке качества отдельных элементов ловушки в трехчленном резервуаре, иначе можно прийти к неправильным выводам о количественных зависимостях между параметрами (толщина, литологический состав, неоднородность и др.) покрывок и параметрами (коэффициенты заполнения ловушек, избыточное давление, положение водогазонефтяного контакта и др.) залежей.

Отнесение третьего компонента ловушки к ее емкостной части предопределяет и следующий не менее важный момент в строении залежей углеводородов, который не учитывали ранее. Промежуточная толща при определенной мощности, обладая скрытой флюидопроводимостью в течение геологического времени, является достаточно надежным проводником углеводородов и в ряде случаев объединяет, несколько залежей в единую гидродинамическую систему с общим водонефтяным

контактом (рис.2). Этот вывод необходимо учитывать при выборе методов разведки месторождения.

Таким образом, в трехчленном природном резервуаре емкостная часть ловушки состоит из двух компонентов - промежуточной толщи и коллектора. Такое место промежуточной толщи в строении ловушки позволяет дать качественную характеристику ловушки при оценке ее промышленной продуктивности.

Впервые для качественной оценки ловушки И.В. Высочанским, В.Г. Демьянчуком и другими было предложено понятие "вмещающая способность ловушки" [2], которое авторами определялось через отношение истинного объема ловушки к видимому. Под первым понимался объем пор и пустот, а под вторым - объем между подошвой флюидоупора и плоскостью, контролируемой структурным порогом.

Такое толкование качественной характеристики ловушки в принципе отвечает современным представлениям об особенностях строения ловушек в трехчленном резервуаре, так как промежуточная толща занимает объем в емкостной части ловушки, равный разности между видимым и истинным ее объемом.

Таким образом, истинная высота промышленной залежи в любой ловушке будет равна разности между высотой поднятия по подошве флюидоупора и мощностью промежуточной толщи (см. рис. 1). Такое определение промышленной зна-



. 2.

1 - ; 2 - ; 3 -

чимости залежи в ловушке способствует решению ряда вопросов формирования залежей. Прежде всего, это касается степени заполнения ловушек. Наблюдаемые в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ недозаполненность ловушек углеводородами или отсутствие притоков нефти и газа из верхней части ловушки до последнего времени объяснялись либо нехваткой углеводородов, либо изменением высоты структуры после того, как прекратилось формирование залежи. Между тем в практике исследовательских работ, как правило, учитывается лишь промышленная часть залежи и не принимается во внимание промежуточная толща емкостной части ловушки, которая также содержит в себе залежь углеводородов, запасы которой имеют непромышленное значение. Эта залежь "пассивная", но она есть, и ловушка в этом случае заполнена до замка. Мощность промежуточной толщи контролирует лишь наблюдаемую степень заполнения ловушки, т.е. определяет ее промышленную ценность.

Промежуточные толщи оказывают локальное (в пределах локальных структур) и региональное (в рамках региона) влияние на формирование залежей нефти и газа. Значение промежуточных толщ для локальных структур впервые детально рассмотрено Б.В.Филипповым, а в региональном плане этот вопрос освещен в работах В.Д.Ильина, В.П.Строганова, А.Н. Смирнова, А.А.Клещева и др. **ЦУ.**

В регионе промежуточные толщи могут являться главным каналом для региональной миграции УВ, причем миграция осуществляется преимущественно в однофазном состоянии (струйная миграция). Именно эти проницаемые породы, находящиеся под истинной покрывкой, являются основным резервуаром, перераспределяющим УВ, а не коллектор, считавшийся главным проводником мигрирующих углеводородов. Поэтому в коллекторских толщах, как правило, не обнаруживаются следы мигрирующих жидких углеводородов. Главный путь латеральной миграции пролегает выше, в промежуточной толще, а в коллектор УВ попадают только после заполнения трещинного объема промежуточной толщи. Создается впечатление, что на локальной структуре углеводороды как бы перемещаются сверху вниз из промежуточной толщи в нижележащий коллектор (рис.3), но это не специфический

вид миграции УВ под действием нового механизма, а обычное опускание контакта газ или нефть - вода по мере аккумуляции углеводородов под истинной покрывшей. Промежуточные толщи являются главным каналом миграции для углеводородных флюидов, а не для пластовых вод, которые насыщают осадочные породы. Обусловлено это тем, что основной объем воды приурочен к коллекторам и из них отжимается к бортам депрессии. Роль промежуточных толщ в регионе как главного канала для миграции УВ имеет не только теоретическое, но и важное практическое значение. Известно, что углеводороды в свободной фазе мигрируют не широким фронтом, а собираются в струи, которые передвигаются по гребням валов, цепочкам структур. Для определения таких гребней необходимо использовать структурную карту по кровле промежуточной толщи. Как показывает фактический материал, критические седловины, через которые проходит переток УВ из одной структуры в другую, определяются по кровле промежуточной толщи. На рис. 4 показаны критические седловины площади Северный Уртабулак. По кровле коллектора, представленного келловей-оксфордскими рифовыми породами, она расположена на западе, а истинная критическая седловина, определяемая по кровле промежуточной толщи (в данном случае ложная покрывка), находится на севере. В соответствии с истинным направлением мигрирующих УВ определяют и первоочередные площади для разведки.

Таким образом, промежуточная толща играет важную роль в формировании залежей углеводородов. Ниже приводится материал о промежуточных толщах в ряде нефтегазоносных областей.

ВЛИЯНИЕ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ ТОЛЩИ НА ФОРМИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Туранская плита

Амударьинская синеклиза. Исследования вопроса о роли промежуточной толщи в формировании скоплений УВ на северо-восточном борту Амударьинской синеклизы (Западный Узбекистан) были выполнены во ВНИГНИ (В.Д.Ильин, В.П.Строганов, 1981). Интенсивное газонакопление в юрских отложениях синеклизы характеризуется широким площад-

ным распространением газовых залежей и повсеместным почти предельным заполнением ловушек углеводородами. Однако этот вывод о предельном заполнении ловушек правомочен только с учетом трехчленного строения природного резервуара: коллектор - промежуточная толща - покрывка. Если не учитывать наличие промежуточных толщ, то наряду с предельными заполнениями локальных поднятий по кровле карбонатных коллекторов (площадь Кандым, коэффициент заполнения 1, Гугуртли - 1 и др.) имеются недозаполненные углеводородами (УВ) поднятия (Северный Уртабулач - 0,57, таблица).

Таблица показывает, что недозаполнение поднятий по кровле коллекторов ($h - A$) точно соответствует мощности ложной покрывки ($M_{лн}$), что свидетельствует о предельном заполнении УВ всех ловушек. Недозаполненные углеводородами рифовые массивы отмечены на территории Чарджоусской и Бухарской ступеней в Бешкентском прогибе [4]. Представляет интерес вопрос о влиянии нижних ангидритов на степень заполнения рифовых массивов.

В рассматриваемом регионе в карбонатных отложениях келловее и оксфорда открыто большое число нефтяных и га-

(),	(h),	(h -) м	(h/A)	(M),	
500	435	-65	0,87	65	1
370	280	-90	0,76	90	1
480	400	-80	0,83	80-90	1
220	130	-90	0,59	90-95	1
170	90	-80	0,53	75-80	1
135	50	-85	0,57	80-85	1

зовых месторождений. Наиболее распространены здесь залежи, приуроченные к рифовым отложениям, перекрытым пачкой надрифовых известняков. Покрышкой залежей является мощная толща эвапоритовых пород, в разрезе которых снизу вверх выделяются пачки: нижних ангидритов, нижней соли, средних ангидритов и верхней соли. Толщина пачки нижних ангидритов даже в пределах одной площади может изменяться от 10-15 в своде до 120-140 м на крыльях. Общая толщина ангидрито-соленосных отложений достигает 650 м.

Высота рифовых массивов в отложениях оксфорда на Чарджоусской ступени в среднем около 170 м, а вместе с вышележащей пачкой надрифовых известняков (по уровню нижнего замкнутого контура) - 175—420 м.

В процессе разведочных работ выяснилось, что наряду с рифами, содержащими массивные залежи УВ высотой 230-435 м, практически выполняющих весь объем рифового массива и надрифовых известняков, нередки случаи, когда залежи имеют небольшую высоту (30-60 м) и УВ занимают лишь самую верхнюю часть рифового массива, а иногда только пачку надрифовых известняков; сами же рифовые массивы обводнены. Естественно, залежи в таких случаях оказываются небольшими, а эффективность геологоразведочных работ низкой.

При изучении строения карбонатных резервуаров, положения их в региональном структурном плане, соотношения контактов залежей УВ с подстилающей пластовой водой и условий залегания ангидритовых и соленосных пачек, облегающих рифовые массивы, выявлено, что на степень заполнения ловушек УВ непосредственно влияет гипсометрия подошвы соленосной толщи. Выяснилось, что толща нижних ангидритов не является покрышкой и не изолирует залежь в подстилающих их надрифовых известняках и в рифовом массиве. Именно гипсометрия подошвы толщи соли определяет, какая часть рифового массива и надрифовых известняков входит в ловушку, т.е. экранирована не только сверху, но и с боков. Ловушкой УВ является лишь часть природного резервуара, расположенная гипсометрически выше отметки контура нижней замкнутой горизонтали подошвы соли (или кровли пачки нижних ангидритов). Поэтому чем резче увеличивается толщина

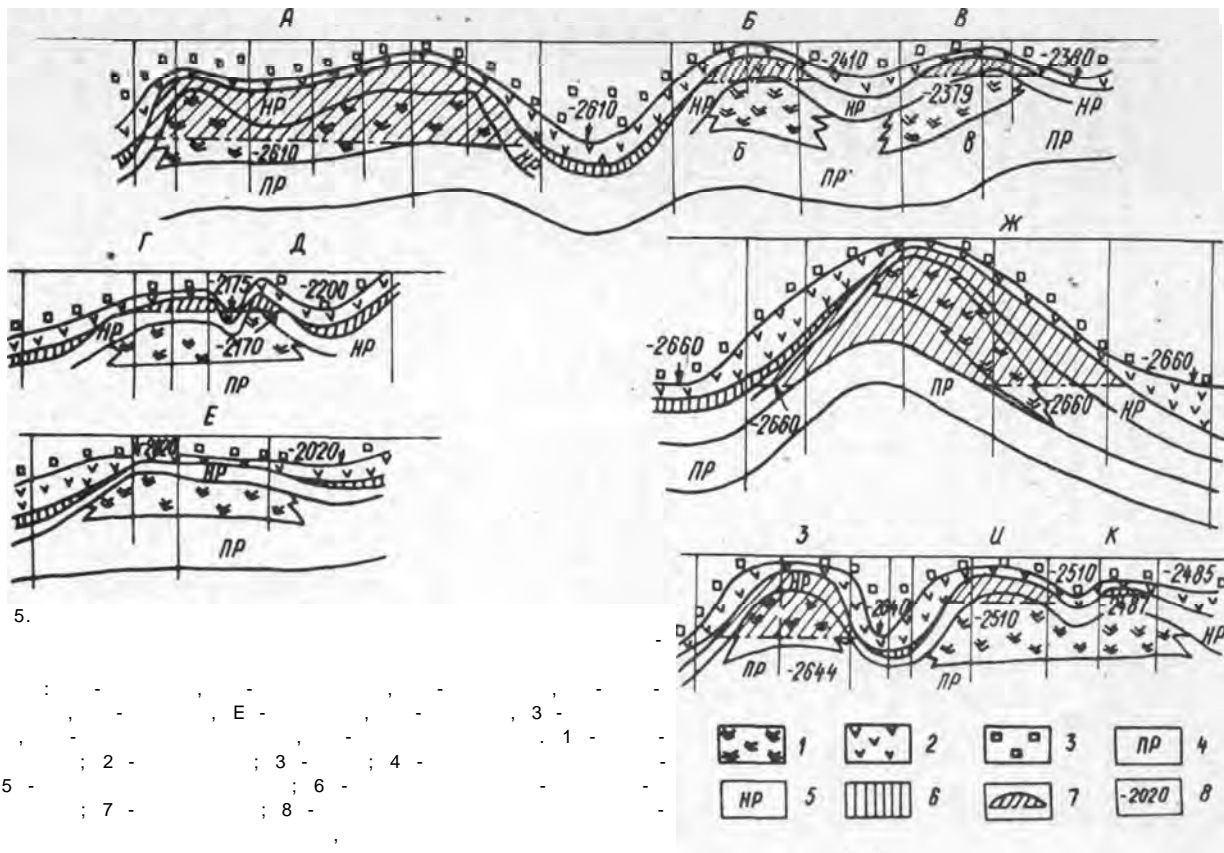
пачки нижних ангидритов от свода рифа к его периферии, тем выше становится уровень подошвы соли (подошвы истинной покрывки) и уменьшается высота ловушки в нижележащих карбонатных отложениях. Таким образом, получают объяснение все случаи недозаполнения и обводнения рифовых массивов (рис. 5), которые по степени их экранирования солью могут быть разделены на три группы: полностью экранированные солью, частично экранированные солью; не экранированные солью.

К первой группе относятся рифовые массивы, у которых нижний замкнутый контур кровли перекрывающих их нижних ангидритов (подошва нижней соли) имеет отметку уровня (или вблизи уровня) основания рифа. Примерами рифовых массивов этой группы являются Шуртан, Зеварды, Уртабулак, Денгизкуль, Южный Памук.

Ко второй группе относятся массивы, на которых уровень нижнего замкнутого контура подошвы соли соответствует уровню только части рифового массива, ниже которого риф оказывается обводненным. Примерами массивов этой группы являются Марковский, Южный Зекры, Северный Уртабулак.

К третьей группе относятся массивы, вершина которых расположена на отметке, совпадающей с отметкой нижнего замкнутого контура подошвы соли. В этих условиях собственно рифовый массив оказывается обводненным, а залежь располагается лишь в надрифовых известняках (Пирназар). К этой группе относятся и рифовые массивы, которые не экранированы солью. В этом случае ловушка и, следовательно, залежь УВ отсутствует (Северный Испанлы, Дарбаза, Северный Зекры).

По лабораторным и промыслово-геофизическим данным ангидриты до последнего времени считались непроницаемыми породами и относились к покрывке. Это представление стало настолько привычным, что случаям получения из ангидритов притоков газа (площадь Адамташ), воды с пленками нефти (площадь Уртабулак), наличие в керне ангидритов трещин с примазками нефти на ряде площадей Бухарской ступени не уделялось должного внимания. О том, что пачка нижних ангидритов является проницаемой, свидетельствуют следующие данные.



Так, А.Г.Бабаев, Т.С.Раубходжаева (1972) отмечают повсеместную, несколько повышенную обогащенность битумами нижних ангидритов, что связывают с перетоками нефти по трещинам из нижележащих продуктивных горизонтов. Однако, отмечая проницаемость нижних ангидритов, авторы выводов из этого факта не делают. Толща гаурдакской свиты по-прежнему рассматривается ими как единый мощный экран, препятствующий перетоку УВ.

З.Г.Ибрагимовым еще в 1965 г. на территории Бухарской ступени, где соли отсутствуют и развиты лишь отдельные пачки ангидритов, отмечено в трещинах наличие битумов, сходных по ряду признаков с нефтями нижележащих юрских и вышележащих неокомских отложений.

Авторами настоящей работы проанализирован керновый материал по районам Западного Узбекистана и Восточной Туркмении. В керне, отобранном из пачки ангидритов, обнаружены примазки битума (площади Даяхатын, Карактай, Уртабулак). На некоторых площадях в трещинных ангидритах была обнаружена нефть (Карабаир, 2).

Аналогом нижних ангидритов в центральных районах Амударьинской синеклизы является пачка, находящаяся в подошве гаурдакской свиты и представленная чередованием пластов ангидритов и известняков. Мощность ее на площади Багаджа около 100 м. На площади Кирпичли в керне, поднятом из этой пачки переслаивания, обнаружен битум.

Таким образом, истинной крышкой карбонатных отложений келловей-оксфорда на Чарджоусской ступени является толща соли, а на Бухарской ступени, где соль отсутствует, — пачка пластичных неокомских глин, перекрывающих ангидриты. Это было хорошо показано Б.В.Филипповым на примере Караулбазарского месторождения, находящегося на Каганском выступе. На рис. 6 видно, что над продуктивным ХУ горизонтом келловей-оксфорда залегают пачка ангидритов, характеризующаяся повышенными газопоказаниями по газокаротажу, но меньшими, чем газопоказания против промышленной газовой залежей. Отчетливо видно, что именно неокомские глины являются истинной крышкой.

В работах Г.И. Амурского, Н.Н.Соловьева, А.Н.Тимонина (1981) также освещена роль промежуточной толщи в форми-

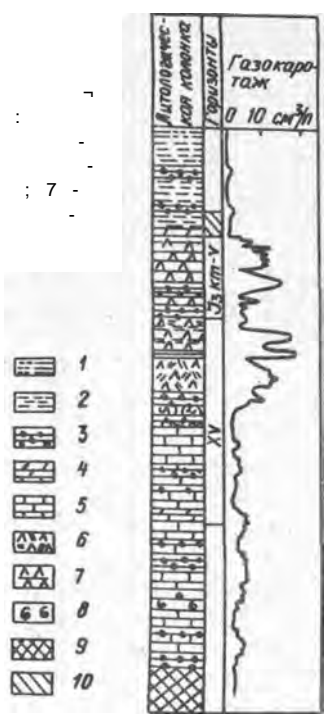
6.



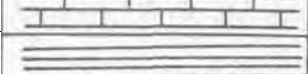

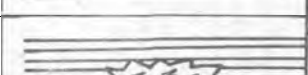
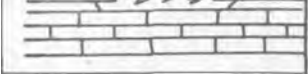

- 1 - ; 2 - ; 3 -
- 4 - ; 5 - ; 6 -
- 7 -
- 8 - ; 9 -
- 10 -

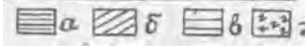
ровании залежей газа и нефти в Амударьинской синеклизе. Однако эти специфические толщи они предпочли именовать как "проницаемый неколлектор". Кроме того, сам подход к этим неколлекторам у данных исследователей был другим. Они задались целью выявить особенности строения зоны перехода от истинного коллектора к истинной покрывке, т.е. по существу оценить строение промежуточной толщи и влияние его на геометризацию ловушек нефти и газа в карбонатных отложениях келловей-оксфорда.

Значительное внимание эти исследователи уделили центральным районам Амударьинской синеклизы, где между собственными покрывками (соль и ангидриты) и коллекторами (пористые карбонаты) почти повсеместно залегают, переслаиваясь, трещиноватые ангидриты и плотные известняки мощностью от единиц до первых сотен метров с крайне низкими значениями пористости (1-2%). Они справедливо отметили, что наличие проницаемого неколлектора существенно ограничивает аккумуляционные возможности природных резервуаров, а в малоамплитудных ловушках высокопористые карбонаты оказываются непродуктивными (площади Байгушли, Бабаарап и др.).

Эти исследователи выделили 7 видов зоны перехода (рис.7), что имеет значение для оценки размеров залежи УВ,



1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.	()	
7.		


a
b
c
d

промышленные запасы которой могут заполнять объем как в ложной покрывке (3, прерывистый вид), так и в самой истинной покрывке (4, проникновения вид). Интересно, что ангидритовые пласты в толще переслаивания они отнесли к ложной покрывке (по терминологии авторов обзора), а моноклинную толщу нижних ангидритов - к истинной покрывке.

В Центральной Туркмении (Каракумский свод, Бахардокский склон, платформенный борт Предкопетдагского краевого прогиба) распространены малоамплитудные локальные поднятия и слабовыраженные неантиклинальные ловушки, что определено общим моноклинальным залеганием нефтегазосодержащих толщ верхней юры и нижнего мела.

Проведенные исследования (М.А.Аширмамедов, В.Н. Мелихов, А.А. Клещев, В.С. Сибирцев, В.П. Строганов, А.А.Атаев,- 1983) показали, что для ангидритов верхнеоксфорд-кимериджского возраста характерно широкое развитие трещин заполненных нефтеподобными битумами, т.е. следов миграции нефти. Это явление установлено в зоне выклинивания солей кимеридж-титона на юго-восточном погружении Каракумского свода, а также в пределах юрского палеоструктурного гребня этого погружения (площади Южный Давали, Сейтали, Северный Халимерген, Ортакакская зона выклинивания). Битумы в ангидритах выявлены на площади Восточный Кумбет, в зоне сочленения Бахардокского склона с восточной частью Предкопетдагского прогиба. Наличие следов миграции нефти обусловлено зональной трещиноватостью, имеющей тектоническую природу.

Макротрещиноватые ангидриты и карбонатно-терригенные породы установлены на западе Бахардокского склона и Предкопетдагского прогиба. Трещины в них выполнены новообразованными гипсом и кальцитом. Так, в скв. 1, Чирли керн в интервале 3878-3884 м представлен ангидритом, алевролитом и доломитом с вертикальными трещинами, залеченными гипсом.

В свете трехчленного строения природного резервуара в антиклинальных ловушках интересно рассмотреть степень продуктивности Беурдешикского газового месторождения на восточном погружении Каракумского свода. Истинной покрывкой залежи газа в ХУ-1 горизонте (J₃, O₃ - Km) являет-

ся выклинивающаяся в пределах структуры соль. За линией выклинивания соли ХУ-1 горизонт перекрывается 50—метровой пачкой ангидритов, известняков и терригенных пород, через которую произошел переток газа в надсолевой Х1У горизонт. Ложность этой покрывки обусловлена ее повышенной трещиноватостью и расслоением поровыми терригенными коллекторами. При опробовании описанной пачки получены притоки воды с эмульсией нефти и свободным выделением газа, т.е. эту часть разреза следует отнести к промежуточной толще.

Резервуары массивных залежей газа ХУ-1 и ХУ-П продуктивных горизонтов месторождения Беурдешик представлены переслаиванием ангидритов с карбонатами; фациально невыдержанные и трещиноватые пласты ангидритов являются здесь ложными локальными покрывками. Истинная покрывка ХУ-П горизонта - пласт глин (3-5 м), а не 10-15-метровая глинисто-ангидритовая пачка, как это считалось ранее.

Пока не совсем ясно соотношение между истинными и ложными покрывками на участке к югу от Беурдешикского месторождения, где в пределах структурной террасы выявлена Ортакакская литологическая ловушка в ХУ-1 горизонте. Соль здесь отсутствует, а в разрезе ХУ—1 горизонта плотные, иногда слаботрещиноватые ангидриты преобладают над доломитами. Несмотря на отсутствие истинной соленосной покрывки в кровле, горизонт оказался газонасыщенным. При этом продуктивные прослои и линзы доломитов не образуют единой массивной залежи, как на Беурдешикском месторождении. В разрезе ХУ-1 горизонта отсутствуют пласты глин. Можно предположить, что покрывками мелких пластовых залежей газа являются плотные ангидриты. Аналогичная залежь газа литологического типа выявлена и в ХУ-П горизонте.

Верхнеюрские отложения запада Бахардокского склона и Предкопетдагского прогиба отличаются от восточного типа разреза. Они содержат пласты ангидритов не только в разрезе оксфорда-кимериджа, но и во всей карбонатной толще верхней юры, вплоть до келловейских глин. Здесь, широко развиты высокопористые карбонатные коллекторы, а глины и глинистые известняки составляют незначительную часть разреза. Для этого района характерно повышенное про-

явление тектонической трещиноватости. Таким образом, разрез верхнеюрских отложений оказывается обедненным покровными, наличие которых является решающим фактором для формирования залежей нефти и газа.

Покровками для залежей углеводородов в верхнеюрской карбонатной толще являются регионально выдержанные глины валанжина и зонально распространенные внутри толщи пласты глин и мергелей. Верхнеюрские ангидриты и ангидритизированные карбонаты, характеризующиеся трещиноватостью, могут рассматриваться лишь в качестве промежуточной толщи (ложной покровки).

С учетом концепции о трехчленном строении природных резервуаров для площадей Центральной Туркмении можно сделать следующие выводы.

Учитывая малые амплитуды поднятий, наиболее перспективны на нефть и газ коллекторские пласты верхнеюрской толщи, которые на локальном поднятии перекрыты породами-флюидоупорами - глинами валанжина либо пачками тонкого переслаивания глин с известняками и глин с ангидритами внутри верхнеюрской толщи. Если между флюидоупором и коллектором залегает промежуточная толща, сложенная трещиноватыми ангидритами и ангидритизированными карбонатами верхней юры, мощность которой больше амплитуды поднятия, расположенный ниже коллектор будет водоносным, т.е. здесь не будет ловушки для промышленного скопления УВ.

Единый интервал опробования не должен охватывать несколько пластов-коллекторов, так как для каждого из них экраном (или ложной покровкой) будет служить своя часть разреза. В этом случае верхний пласт может оказаться водонасыщенным, а нижний - продуктивным. Учитывая мелкие размеры залежей, это имеет важное практическое значение.

Скифская плита

Дагестан*. В верхнеюрской толще на территории Дагестана также развиты пласты ангидритов титон-валанжинского

Материал по данному вопросу излагается в соответствии со статьей А.Д.Мирзоева, Л.И.Джапаридзе, А.А.Клещева, В.П.Строганова (1984).

возраста, распространение которых в пределах платформенной части Восточного Предкавказья весьма неравномерно. На западе Прикумского вала и к северу от него ангидритов в этой части разреза практически нет, а в юго-восточном направлении на площади Тарумовская их мощность возрастает до 150 м. Надо отметить, что под ангидритовой толщей здесь понимается сульфатно-терригенно-карбонатная толща, в которой довольно мощные пласты ангидритов переслаиваются с пластами доломитов и терригенных пород. Непосредственно под ангидритами залегает XIII₂ пачка Оксфорда, представленная кавернозными доломитами. Сложившееся до сих пор представление, что хомогенные толщи являются наилучшими покрывками, позволило считать, что и в данном разрезе ангидриты усиливают экранизирующие свойства титонских пород. Анализируя роль ангидритовой толщи в строении ловушек и сохранность в них залежей углеводородов, были проведены исследования зависимости степени заполнения ловушек в XIII₂ пачке от мощности ангидритовой толщи. Первое, что обращает на себя внимание при анализе материалов, связанных с ролью ангидритов и продуктивностью XIII₂ пачки, это то, что наибольшее число скоплений УВ в этом горизонте отмечается за пределами распространения ангидритовой толщи (площади Русский Хутор, Северный и Центральный Сухокумск, Южносухокумск и др.), где экраном являются глины нижнего мела. Однако в районе наибольшего развития ангидритов XIII₂ пачка непродуктивна, хотя коллекторы есть и из них получены притоки воды. Так, в скв. 1 на площади Комсомольская ангидрито-доломитовая толща (> 80 м) залегает в интервале 4620-4700 м; из подстилающих доломитов XIII₂ пачки получен приток воды дебитом 16 м³/с.

Если все дело в том, что здесь ангидриты являются промежуточной толщей (ложной покрывкой) и снивелировали ловушку в XIII₂ пачке, то следует предполагать, что мощность ангидритовой толщи - мощность ложной покрывки ($M_{л.п.}$) - должна быть больше амплитуды структуры (A), т.е. $H_{ан} > A$. Имеющиеся сейсмические материалы показывают, что действительно амплитуда структуры на Комсомольской площади составляет около 20 м, что $A < H_{ан}$ почти на 60 м. Следовательно, в XIII₂ пачке нет ловушки. На этой площади

структура только с амплитудой > 80 м могла бы содержать углеводородный флюид в этой пачке. Залежь газа здесь выявлена лишь в среднеюрских отложениях на глубине около 5080 м под глинистой покрывкой байоса.

Интересно проверить соотношение между мощностью ложной ангидритовой покрывки и амплитудой структуры по кровле $XIII_2$ пачки на площади Соляная, где в этой пачке установлена газовая залежь. Пачка $XIII_2$ залегает здесь в интервале 4148-4153 м (скв.1), при ее опробовании был получен фонтан газа дебитом 110 тыс. м³/с и конденсата - 42 м /с. Выше этого продуктивного горизонта в интервале 4110-4145 м залегает пачка ангидритов общей мощностью 35 м. С учетом сейсмометрического материала амплитуда структуры оценивается в 40 м, т.е. больше, чем мощность ложной покрывки ($A > M_{\dots}$). Следовательно, на этой площади совсем другое соотношение величин A и H_{\dots} и здесь есть в $XIII_2$ пачке ловушка.

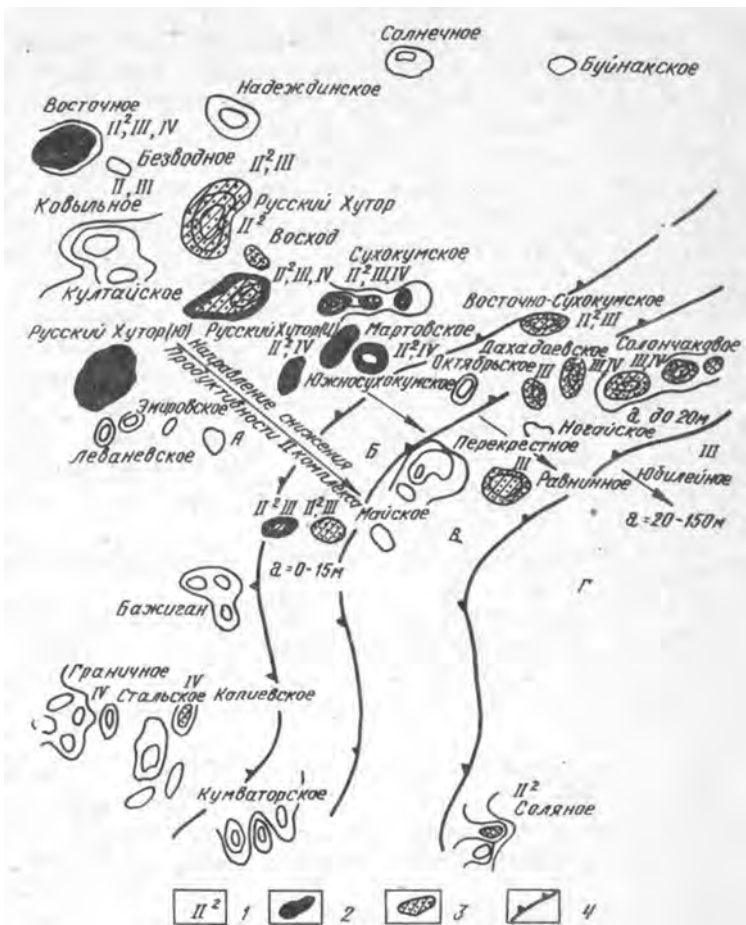
Аналогичный анализ был проведен по ряду других структур (Майская и др.).

При анализе характера размещения скоплений УВ во P^2 (мальмском), III (нижнекелловей-байосском) и 1У (байосааленском) комплексах в зависимости от распространения сульфатно-карбонатной толщи выделяются четыре основные зоны (рис. 8).

Зона А, где пачка ангидритов титона размыта, а самый верхний верхнеюрский комплекс (P_2 - $XIII_2$ пачка) практически регионально продуктивен, так как непосредственно над ним залегает глинистый пласт нижнего мела, являющийся покрывкой.

Зона Б, где мощность ангидритов (промежуточной толщи) невелика: от 0 до 10-15 м при амплитуде структур, не превышающей 20 м. Здесь спорадически развиты газовые залежи в $XIII_2$ пачке (P^2 - мальмский комплекс). Это как бы переходная зона от региональной продуктивности мальмского комплекса к региональной его непродуктивности. Продуктивен комплекс на площадях Майская, Восточно-Сухокумская.

Зона В, где мальмский комплекс ($XIII_2$ пачка) регионально непродуктивен на площадях Равнинная, Дахадаевская, Солончаковая, Степная, Ногайская, а залежи обнаружены в нижележащих комплексах - в нижнекелловей-верхнебайос-



8.

()

1 - ; 2 - ; 3 -

; 4 -

(0-15)

(25)

(20-150)

ском (Ш) и ниже-байосско-ааленском (1У). Для этой зоны характерны также небольшие (10-20 м) мощности ангидритов (промежуточной толщи) и небольшие (10-20 м) амплитуды ловушек. В отличие от зоны Б здесь мощности промежуточной толщи превосходят амплитуды структур и практически в XIII₂ пачке нет ловушек, хотя она характеризуется благоприятными коллекторскими свойствами. Так, на Дахадаевской площади из нее получен приток воды, на площади Солончаковая в скв. 5 дебит воды достигал значительной (до 90 м³/с) величины.

Зона Г также регионально непродуктивна за исключением площади Соляная. От зоны В она отличается развитием сульфатно-карбонатной толщи мощностью до 100 м. По прежним представлениям в этой зоне развит наилучший кимеридж-титонский экран, но с учетом промежуточной толщи здесь наименее благоприятные условия для скопления и сохранения залежей углеводородов в XIII₂ пачке.

Таким образом, приведенный материал свидетельствует о том, что природный резервуар в верхнеюрских отложениях Восточного Предкавказья имеет трехчленное строение и ангидрито-карбонатная толща в них должна рассматриваться как промежуточная, оказавшая отрицательное воздействие на продуктивность XIII₂ пачки. Отсюда можно сделать следующие выводы.

Продуктивность XIII₂ пачки находится в обратной зависимости от мощности ангидритовой толщи: она регионально продуктивна там, где ангидритовая толща или отсутствует или имеет небольшую мощность; в зоне же развития мощной (до 100 м) толщи ангидритов этот горизонт непродуктивен, так как в регионе нет высокоамплитудных структур, величина амплитуд которых превышает мощность ангидритовой промежуточной толщи.

При заложении скважин на разведку XIII₂ пачки необходимо учитывать структурную карту не по поверхности XIII₂ пачки, как это делалось ранее, а по кровле ангидритов или подошве залегающего на них глинистого пласта, являющегося истинной покрывкой.

Следует рассмотреть вопрос об экранирующих свойствах верхнеюрских ангидритов в других районах Восточного Пред-

Кавказа, в частности, в Предгорном Дагестане. Представляют интерес последние данные по месторождению Шамхал-Булак, где продуктивны маальм-валанжинские отложения, в разрезе которых встречаются довольно мощные пласты ангидритов.

Структура Шамхал-Булак расположена на южном складчатом борту Терско-Каспийского передового прогиба, в пределах Дагестанского тектонического выступа (клина). Продуктивный разрез представлен верхнеюрско—валанжинским комплексом, вскрытым скв. 10 (3298-3745 м). В литологическом отношении он сложен чередованием известняков, доломитов и ангидритов (20 м). Несмотря на такие значительные мощности, ангидритовые пласты практически никакого влияния на изолированность находящихся между ними доломитовых пачек не оказывают. Вся верхнеюрско—валанжинская почти 450-метровая толща является единым природным резервуаром, содержащим единую газовую залежь с единым контактом газ - вода на отметке - 3164 м и единым пластовым давлением 374 атм. Ангидриты здесь выполняют роль промежуточной толщи типа ложной крыши. Истинной же крышкой, удерживающей очень значительную (ее высота равна почти 600 м) газовую залежь, являются глины и мергели готерива, мощность которых, до 100 м. Именно структурная форма по подошве этих готеривских глин контролирует размеры и форму газовой залежи в верхнеюрско-валанжинской толще.

Таким образом, с одной стороны, фактический материал об особенностях размещения газовых залежей в верхнеюрских доломитах Прикумской области (платформенная часть Дагестана) показал, что ангидриты не являются истинной крышкой, а больше соответствуют понятию "ложной крыши", которая не "держит" залежь. С другой стороны, данные по единственному газовому месторождению (Шамхал-Булак) в верхнеюрских отложениях складчатого борта Терско—Каспийского прогиба показывают, что, несмотря на большую (почти 600 м) высоту этой залежи, находящиеся внутри газоносной толщи ангидритовые пласты не способствуют изоляции отдельных горизонтов доломитов.

Анализ верхней газовой залежи на месторождении Шам-

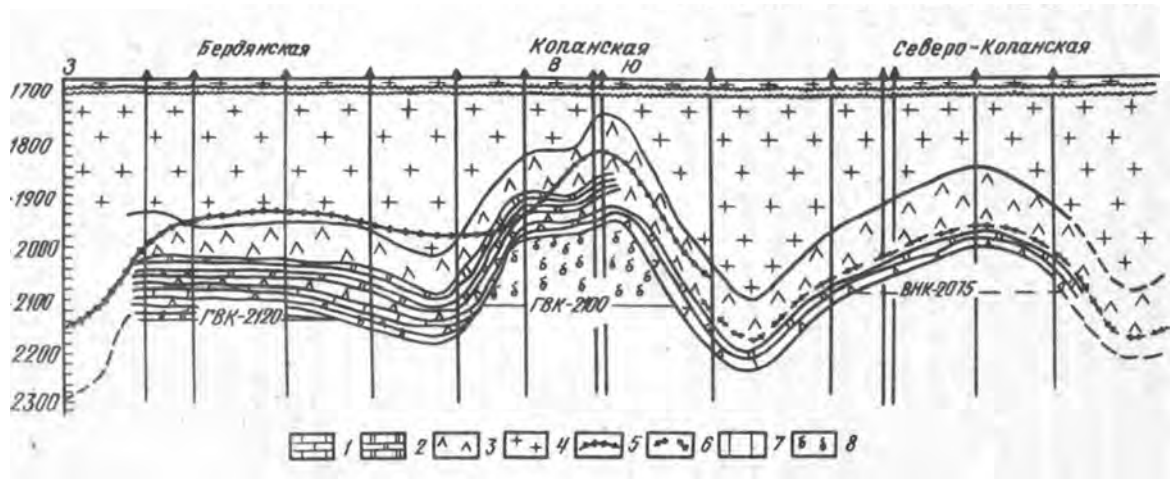
хал-Булак в верхнемеловых карбонатных отложениях позволяет выявить и другой тип промежуточной толщи. Если в верхнеюрских отложениях промежуточная толща представлена пластами ангидритов (ложная покрывка), то над газовой верхнемеловой залежью залегают фораминиферовые слои палеоцена и эоцена, при проходке которых часто отмечаются непромышленные газопроявления. Это также промежуточная толща, но уже типа ложный коллектор. Покрывкой для них являются глины майкопской серии олигоцена.

Следовательно, для южного складчатого борта Терско-Каспийского прогиба (Предгорный Дагестан) выделяются две основные истинные покрывки - глины олигоцена (для верхнемеловых залежей) и глины готерива (для верхнеюрско-валланжинских залежей). Кроме того, если анализировать заполненность ловушки только по кровле известняков верхнего мела, то окажется, что поднятие по этим отложениям вроде бы недозаполнено газом. Контакт газ - вода на уровне минус 2325 м, а замыкающая изогипса на отметке минус 2400 м при высоте поднятия около 650 м. Без учета мощности промежуточной толщи можно сделать неправильный вывод, что ловушка недозаполнена газом. На самом же деле ловушка предельно заполнена газом, так как ее замок надо определять не по кровле верхнемелового комплекса (минус 2400 м), а по подошве майкопской толщи (минус 2325 м).

Восточно-Европейская платформа

Башкирско-Оренбургское Приуралье*. На рассматриваемой территории нижнепермские карбонатные породы-коллекторы отделены от истинной соленосной покрывки промежуточной толщей, которой являются ангидриты филипповского горизонта, где отмечены многочисленные нефтепроявления. Мощность филипповского горизонта довольно значительна, на ряде площадей она превышает 100 м (рис. 9). При определенных условиях ангидриты могут являться истинной покрывкой, что подтверждается на примере Ишимбаевского рифа.

* Исследования по данной территории были выполнены О.В.Аскольдовым, В.Д.Ильиным, А.Н.Смирновым (1982).



. 9.

()

1 - ; 2 - ; 3 - ; 4 - ;
 К (5), (6); 7 - ; 8 - ;

Сводовая часть залежи крупного Ишимбаевского рифа перекрыта только ангидритами филипповского горизонта и отложениями гипсово-ангидритовой пачки. В своде пластов соли нет. Поэтому справедливо допущение, что истинной покрывной являются породы гипсово-ангидритовой пачки, которые приобрели экранирующие свойства благодаря высокому содержанию в них гипсового материала. Авторы, исследовавшие регион, считают, что в пределах всего западного борта Предуральяского прогиба, где в составе эвапоритовой толщи нет солей, гипсово-ангидритовая пачка является основной покрывной.

Днепровско-Донецкая впадина (ДДВ). Природный резервуар нижнепермско-верхнекаменноугольного нефтегазоносного комплекса, с которым связано большинство месторождений юго-востока ДДВ, представляет собой трехкомпонентную систему (И.В.Высочанский, В.Г.Демьянчук, Д.Е.Недзельский, А.М.Палий, 1981). Промежуточной толщей являются терригенные породы ранней перми и позднего карбона. Мощность этой толщи значительна. Так, на площади Котляровская под истинной покрывной, которой является хемогенная толща ранней перми, вскрыты терригенные породы ранней перми-позднего карбона в интервале 3800-4700 м мощностью до 900 м. Вероятно, это максимальная мощность промежуточной толщи из всех известных на территории СССР. Толща представлена аргиллитами, алевролитами и песчаниками с низкими коллекторскими свойствами. Авторы отмечают, что по промыслово-геофизическим данным эта толща оценивается как газонасыщенная, однако при ее опробовании промышленных притоков не получено.

В.Д. Ильин, С.П.Максимов и др. (1982) выделили ложную покрывку на месторождении Леляки, где над залежью в Доломитах нижней перми залегает пачка глинисто-алевролитовых пород мощностью около 30 м (ложная покрывка), выше которой находится толща пластичных глин (истинная покрывка).

Северо-Африканская платформа

Алжирская Сахара. Впервые промежуточные толщи в разрезе терригенного триаса в Алжирской Сахаре (Триасовая

провинция) были выявлены А.А.Клещевым (1979) на основе анализа закономерностей размещения залежей нефти и газа в Триасовой провинции.

Как известно, основные залежи нефти и газа в разрезе триаса (впадина Уэд-Мия) и кембрия (месторождения Хасси-Мессауд, Эль-Агреб и др.) экранируются мощной толщей солей триаса (*trias salifer*). Однако при рассмотрении характера заполнения ловушек в разрезе терригенного триаса восточной части впадины Уэд-Мия обращает на себя внимание тот факт, что по мере удаления коллектора от подошвы чистых солей и с появлением между ними в разрезе алевролитно-аргиллитовой толщи (*trias argilo— gresieux*) ловушки недозаполнены углеводородами, а иногда оказываются "пустыми", причем "пустые", как правило, малоамплитудные структуры. В то же время поднимаемый из подсоловых отложений керн, представленный тонким переслаиванием мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин, как правило, содержит прямые признаки нефтеносности. Дальнейшее испытание этого интервала разреза положительных результатов не дало, т.е. здесь присутствует промежуточная толща типа ложный коллектор. Действительно, там, где ложный коллектор отсутствует или имеет незначительную мощность (Западный борт впадины Уэд-Мия, Хасси Р'Мель), локальные поднятия содержат промышленные скопления углеводородов. По мере увеличения мощности промежуточной толщи в восточном направлении до 120 м и более, промышленная часть залежи уменьшается на соответствующую величину (мощность ложного коллектора); когда промежуточная толща стала больше амплитуды поднятия по подошве солей триаса, ловушки оказались промышленно непродуктивными (структуры Уар-Сенис, Хасси Беркане и др.).

Отсутствие промышленных залежей нефти на ряде площадей восточной и юго-восточной частей рассматриваемого района, а также степень заполнения ловушек привели некоторых исследователей к неправильным выводам о путях миграции и источниках генерации (впадина Гадамес) углеводородов.

Если учитывать роль промежуточной толщи при формировании залежей нефти и газа в пределах Триасовой провинции, то окажется, что все положительные структуры практически

заполнены до замка. Однако, если в западной части основная залежь находится в коллекторе, то по мере удаления к востоку (в сторону увеличения мощности промежуточной толщи) основная часть залежи перемещается в ложный коллектор, образуя как бы пассивные залежи.

Такое толкование дало основание пересмотреть имеющиеся представления об источниках генерации углеводородов, образующих скопления нефти в пределах восточного борта впадины Уэд-Мия, включая месторождения нефти в отложениях кембрия. Дальнейшие работы в области геохимии нефти (В.С.Саркисян, В.И.Ермолкин и др.) подтвердили представления авторов настоящей работы о генерирующих способностях ордовикских отложений впадины Уэд-Мия.

Таким образом, в пределах Алжирской Сахары, в ее Триасовой провинции, выявляется четкая взаимосвязь характера распространения залежей нефти и газа в разрезе терригенного триаса с зонами распространения подсолевой промежуточной толщи.

Западно-Сибирская плита

Березовский газonosный район. В пределах этого района газonosным является верхнеюрский горизонт П. В продуктивных структурах он перекрыт аргиллитами валанжина, на которых залегают глины чуэльской свиты готерив-баррема. Б.В.Филипповым (1963) впервые аргиллиты валанжина (демьяновская пачка) были выделены как промежуточный комплекс. Эти аргиллиты на многих площадях характеризуются повышенными газопоказаниями. Истинной крышкой является чуэльская пачка глин с низким фоновым газонасыщением. Автором показано, что промежуточная толща влияет на размеры промышленной залежи в верхнеюрском горизонте П.

На севере Западной Сибири в сеноманских отложениях расположена известная зона газонакопления, в пределах которой выявлены газовые скопления на площадях Уренгойская, Ямбургская, Заполярная, Медвежья, Русская и др. Сеноманские отложения перекрыты турон—датской глинистой толщей, мощность которой в пределах зоны изменяется от 400 до 950 м. Несмотря на большие (до 220 м на Уренгойской и

Заполярной площадях) высоты залежей, на ряде структур отмечается неполное заполнение поднятий по кровле сеноманских отложений. Некоторые авторы (В.Д.Ильин, Н.Н.Немченко, Ю.Г.Такаев, 1983) пытались объяснить такое недозаполнение наличием ложной покрывки в подошве турон-датской глинистой толщи.

Выявленные авторами ложные покрывки на ряде площадей имеют небольшую (2-3 м) мощность и для структур севера Западной Сибири с большими (несколько сот метров) амплитудами их выделение не имеет смысла. Какое то влияние ложные покрывки турона оказали на недозаполнение газом поднятий, но очень незначительное. Так, на площади Русская амплитуда поднятия равна 400 м, а высота залежи в сеномане 181 м. Недозаполнение составило 202 м. На площади Вэнгяхинская соответствующие величины - 220 и 10 м, недозаполнение - 110 м.

Таким образом, влиянием ложной покрывки можно объяснить недозаполнение лишь на тех площадях, где оно очень невелико, где ловушки почти предельно заполнены газом. Эти примеры показывают, что связывать недозаполнение поднятий только с влиянием промежуточной толщи нельзя. Следует учитывать и влияние других факторов.

Таким образом, на севере Западной Сибири в туронской толще имеются ложные покрывки, однако из-за небольшой мощности влияние их на недозаполненность поднятий по кровле сеномана следует считать небольшим.

ТИПЫ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ

Проведение геологопоисковых работ на нефть и газ в сложных геологических условиях постоянно предъявляет новые требования к классификациям как самих природных резервуаров нефти и газа, так и ловушек и залежей в них. Приведенный выше материал свидетельствует о том, что представление о трехчленном строении природных резервуаров [12] получило свое дальнейшее развитие. В настоящее время практически доказано, что во всех нефтегазоносных районах в строении природных резервуаров наряду с двумя его членами (коллектор и покрывка) важную роль играет

промежуточная толща, которая контролирует условия формирования и сохранения залежей углеводородов.

Первую попытку произвести типизацию природных резервуаров по характеру распространения промежуточной толщи была предпринята Б.В.Филипповым еще в 1967 г. Им было выделено три типа. К первому были отнесены резервуары, характеризующиеся максимальной мощностью промежуточной толщи, ко второму - резервуары с несовместным распространением этой толщи и к третьему - резервуары, характеризующиеся минимальной мощностью промежуточной толщи.

В отличие от классификации, предложенной Б.В.Филипповым, авторами настоящей работы предлагается классификация ловушек нефти и газа в зависимости от строения природного резервуара (рис. 10). Надо отметить, что предлагаемая авторами схема ни в коей мере не противоречит, а лишь дополняет и развивает те идеи, которые были заложены в ранее существующих классификациях как природных резервуаров (Б.В.Филиппов, 1967), так и ловушек, основанных на морфологических и генетических признаках (Н.Б.Вассоевич, 1954; Н.А.Еременко, 1968; А.И.Леворсен, 1970).

Принципиальное отличие предлагаемой классификации ловушек от ранее существующих заключается в том, что она составлена по комплексу критериев, включающих в себя качественные и количественные показатели природного резервуара и характеристику поднятий. В частности, кроме учета взаимоотношений трех литологических толщ в природном резервуаре, в классификации особое внимание обращено на соотношение мощностей промежуточной толщи и амплитуды структуры, экранирующие способности истинных покрывок. Именно эти величины определяют потенциальные возможности для сохранения залежей углеводородов в ловушке, контролируют высоту этих залежей и их промышленную значимость.

В целом все ловушки для нефти и газа авторами подразделены на два типа.

К первому типу отнесены ловушки в природном резервуаре, в строении которого участвуют истинная покрывка, промежуточная толща, коллектор. Этот тип ловушек рассмотрен во многих работах и обозначен как: ловушка в трехслойном (В.Д.Ильин, Л.Н.Смирнов, 1981), в трехчленном (А.А.Кле-

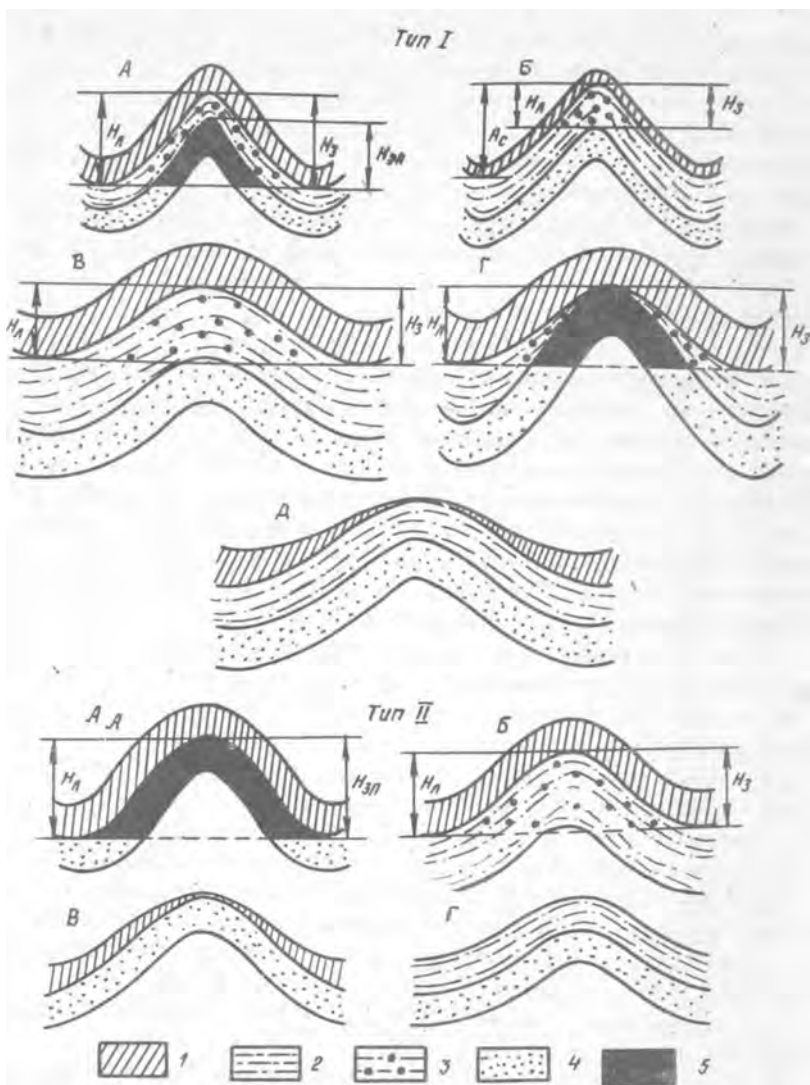


Рис. 10. Классификация типов ловушек в природных резервуарах:
 1 - покрышки; 2- промежуточная толща; 3-промежуточная толща и залежь в ней углеводородов; 4 - коллектор; 5 - коллектор и залежь в нем углеводородов; H_n - высота ловушки, H_c - амплитуда залежи, H_3 - высота залежи, H_{3n} - высота промышленной части залежи

щев, В.П.Строганов, 1982) и в трехкомпонентном (И.В.Высочанский и др., 1982) природных резервуарах. Такие ловушки встречаются как на молодых плитах (Туранская, Западно-Сибирская, Скифская), так и на древних платформах (Восточно-Европейская, Африканская).

Дальнейшее изучение строения природного резервуара позволило выделить два вида промежуточной толщи в зависимости от ее литологического состава (А.А.Клещев, В.П.Строганов, 1982).

Первый вид - ложные покрывки (В.Д.Ильин, В.П.Строганов, 1981), т.е. такая промежуточная толща, которая представлена плотными породами, очень похожая на покрывку, но не являющаяся ею из-за трещиноватости. Она представлена пластами ангидритов, плотных аргиллитов.

Второй вид - ложные коллекторы (А.А.Клещев, В.П.Строганов, 1982). Это плотные, слабопористые, мелкозернистые песчаники, алевролиты, пропластки глин, аргиллитов. Классическим примером такой толщи является 900-метровая песчано-алевролитовая толща нижней перми и верхнего карбона в ДДВ и аргиллито-алевролитовая толща в терригенном разрезе триаса в Алжирской Сахаре.

В трехчленном природном резервуаре ловушки углеводородов образуют залежь, состоящую из двух частей - промышленной и непромышленной (Б.В.Филиппов, 1967, А.А.Клещев, В.П.Строганов, 1983). Залежь в ловушке располагается под истинной покрывкой, занимая как коллектор, так и промежуточную толщу. Промышленная часть залежи аккумулируется в коллекторе, а непромышленная - в промежуточной толще (см.рис.10; тип 1,А). Положение о том, что под истинной покрывкой находится единая залежь, но только различающаяся по массе УВ в коллекторской и промежуточной толщах, имеет важное значение. Необходимость полного учета высоты залежи и в пределах промежуточной толщи важно для оценки экранирующих свойств покрывки.

Так, еще в 1965 г. В.П.Строгановым на основе данных по Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области было показано, что высота залежи зависит от мощности покрывки: чем большая мощность покрывки при одинаковом минералогическом составе глин, тем залежь большей высоты может сфор-

мироваться под таким экраном. Учет этого фактора позволяет внутри первого типа ловушки выделить несколько подтипов.

Подтип А - мощность или экранирующая способность истинной покрывки такова, что высота залежи является большой и могут сформироваться не только непромышленные скопления УВ в промежуточной толще, но и промышленные скопления в коллекторе.

Подтип Б - экранирующая способность истинной покрывки невелика, залежь может иметь небольшую высоту, располагаясь только в промежуточной толще (на структуре формируется только непромышленное скопление).

Подтип В связан не только с экранирующими возможностями покрывки, но и зависит от амплитуды структуры (в малоамплитудных структурах залежь УВ может располагаться только в промежуточной толще).

К подтипу Г отнесены ловушки, где на крыльях структур появляется промежуточная толща. В этом случае промежуточная толща контролирует положение контакта нефть (газ) - вода в залежи.

К подтипу Д отнесены антиклинальные ловушки, в своде которых отсутствует истинная покрывка.

Второй тип ловушек определяется двучленным строением природного резервуара и подразделен на ряд подтипов (см.рис.10).

Ловушки подтипа А наиболее благоприятны для аккумуляции промышленных залежей УВ, так как в них отсутствуют породы промежуточной толщи.

К подтипу Б отнесены ловушки, образованные покрывкой и промежуточной толщей, мощность которой превышает амплитуду поднятия. При таком условии (на что указывалось в предыдущих главах) коллектор не будет испытывать экранирующего воздействия со стороны покрывки. В ловушках такого типа аккумулируются только непромышленные залежи в промежуточной толще.

Подтип В характеризуется выклиниванием истинной покрывки в своде структуры. В таких ловушках скоплений УВ быть не может.

К подтипу Г отнесены ловушки, где коллектор залегает

под промежуточной толщей типа ложной покрывки, которая не перекрывается породами-флюидоупорами.

Такая классификация ловушек по типам природных резервуаров и параметрам локальных структур дает возможность обосновывать прогноз нефтегазоносности в локальном и региональном плане, а также выбор рациональной методики поисков и разведки залежей нефти и газа.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ЛОЖНЫХ ПОКРЫШЕК И ЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Для распознавания промежуточных толщ, особенно типа ложных покрывок, необходимо учитывать два основных региональных геологических критерия.

Первый критерий связан с литологией: роль ложных покрывок могут играть только плотные и трещиноватые породы ангидриты, аргиллиты и плотные известняки. Такие ложные покрывки были выделены на ряде площадей юга СССР, Прикаспийской синеклизы, Западной Сибири, ДДВ и других регионов. Однако не всегда ангидриты, аргиллиты, плотные известняки являются ложными покрывками. Так, на западном борту Предуральяского прогиба на ряде продуктивных площадей гипсово-ангидритовая пачка (О.В.Аскольдов, В.Д.Ильин, Л.П.Смирнов, 1982) является истинной покрывкой. Авторы отмечают, что экранирующие свойства ангидритов здесь связаны с их повышенной глинистостью.

Интересно привести и другой пример также свидетельствующий, что верхнеюрские ангидриты могут являться истинной покрывкой. Речь идет о крупнейшей зоне нефтенакпления в юрских отложениях на Аравийской платформе на территории Саудовской Аравии. Здесь выявлено самое крупное нефтяное месторождение Земли-Гхавар. Высота нефтяной залежи составляет 433 м, мощность нефтеносного пласта Д около 83 м. Единственной покрывкой над продуктивными горизонтами в карбонатной толще свиты Араб являются ангидриты свиты Хит, мощность которых не превышает 170 м. Детальных сведений об экранирующих свойствах ангидритов этого региона нет, но все исследователи выделяют свиту Хит как главную покрывку.

Таким образом, при выделении ложных покрывок литологи-

ческий фактор надо учитывать в первую очередь, но обязательно дополнять его данными о нефтегазопроявлениях в анализируемой толще, прямыми наблюдениями о трещиноватости пород вода в смежных залежах и др.

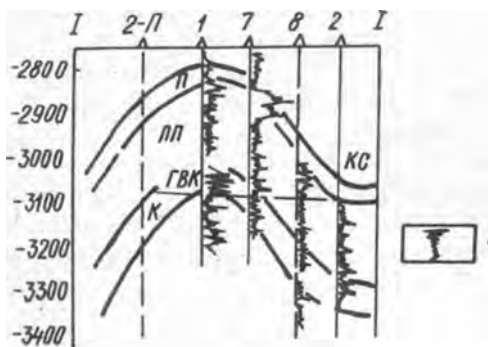
Второй критерий основан на анализе заполненности локальных поднятий по кровле коллектора. Недозаполненность в ряде случаев свидетельствует о наличии промежуточной толщи над коллектором. Путем этого анализа было выявлено, что нижние ангидриты в Амударьинской синеклизе являются промежуточной толщиной типа ложной покрывки, поскольку все геолого-геохимические признаки указывали на чрезвычайно высокое газонасыщение подсолевых юрских отложений. Однако считать, что всегда недозаполненность поднятий по кровле коллектора обусловлена влиянием ложной покрывки, неправильно.

Как было показано выше, влиянием промежуточной толщи нельзя объяснить недозаполненность многих поднятий по сеноманским отложениям в Западной Сибири. Здесь главными являются геологические причины, ранее выявленные Н.Н.Немченко: различные масштабы газовыделения из вод в районах с неодинаковым по амплитуде подъемом в новейший тектонический этап, погружения ловушек после формирования в них залежей, уменьшение объема залежей при сохранении объема ловушек.

Недозаполненность поднятий в юрских депрессиях Устюрта некоторыми исследователями обосновывается наличием над коллекторами мощных толщ ложных покрывок, т.е. той же причиной, с которой связана недозаполненность ряда поднятий в Амударьинской синеклизе (В.Д.Ильин, Б.Г.Бородаев, 1982). Однако сравнение с Амударьинской синеклизой здесь неправомерно, так как в синеклизе отмечается высокая газонасыщенность водонапорной системы и случаи недозаполненности ловушек явно не связаны с недостатком газа (о чем говорилось выше), в то время как на Устюрте газонасыщенность водонапорной системы несравненно ниже. Коэффициент газонасыщенности вод не превышает 0,4, в составе растворенного газа до 50% азота. В ловушках, где заведомо есть истинные покрывки, поскольку они содержат

нефтяные залежи (Арстановское, Каракудук), нет газовых залежей, а сами нефти почти наполовину недонасыщены газом. Все эти признаки свидетельствуют о региональном генетическом угнетенном газонакоплении на этой территории, совершенно не связанном с промежуточной толщей.

Кроме региональных факторов, определяющих недозаполненность структур, следует учитывать и локальные. Так, при амплитуде Куаньшской структуры (Куаньш-Аламбекский вал) около 250 м (рис. 11) газоконденсатная залежь в низах юры имеет высоту всего 50 м. Отмечается сильная недозаполненность поднятия по кровле коллектора. По мнению В.Д.Ильина и Б.Г.Бородаева, "нехватка" для полного заполнения 200-метрового газового столба связана с ложной покрывкой, так как истинная покрывка определяется ими на 200 м выше кровли коллектора. В результате почти 200 м преимущественно глинистой толщи с алевролитовыми прослоями выделено ими как ложная покрывка. При таком толковании строения природного резервуара определять высоту залежи газа надо не только по высоте газового скопления в коллекторе, но и суммировать ее с мощностью промежуточной толщи. Тогда общая высота Куаньшского газового скопления под истинной покрывкой, состоящего из промышленной залежи в коллекторе (50 м) и непромышленной залежи в промежуточной толще типа ложный коллектор (200 м), долж-



11. (ССР):
1 - ; - ; -

на равняться 250 м. Трудно предположить, что газовая залежь . высотой 250 м, с огромным избыточным давлением находится под маломощной (20-25 м) глинистой покрывкой. В СССР такие залежи пока неизвестны. На Бухарской ступени (Строганов В.П., 1967) истинная покрывка такой мощности удерживает самостоятельные газовые залежи высотами 15-30 м; газовые залежи в 100-200 м находятся только под мощными глинистыми толщами турона и апт-альба (IX и XП горизонты).

Таким образом, налицо явное противоречие между данными об экранирующих способностях истинной покрывки и высотой залежи на Куаньшском месторождении. Однако авторы этого противоречия не видят, поскольку (как уже было сказано) высоту залежи учитывают только по газовому скоплению в коллекторе, а не по всей толще под истинной покрывкой.

Недозаполненность поднятий может быть связана также со слабыми экранирующими способностями истинной покрывки при большой амплитуде структуры. Так, в неоком-аптских отложениях на месторождении Юлдузнак (Бухарская ступень) над XIII горизонтом находится покрывка мощностью всего 15 м, высота залежи 31 м, амплитуда структуры по кровле коллектора ~ 210 м, недозаполненность газом структуры ~ 180 м. Здесь недозаполненность структуры явно связана со слабыми экранирующими способностями глинистой покрывки. Такое явление отмечается и в XIУ горизонте, где под 9-метровой глинистой покрывкой находится залежь высотой всего 18 м. При повышении экранирующей способности глинистых покрывок отмечается увеличение высоты газовых залежей.

Таким образом, при выделении промежуточной толщи и при определении ее влияния на степень заполнения ловушки необходимо учитывать весь комплекс геологических факторов, определяющих особенности строения природных резервуаров в нефтегазоносных районах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время -установлено, что природные резервуары . для нефти и газа представляют собой сложное сочетание трех элементов: покрывка - промежуточная толща - коллек-

тор. По имеющимся фактическим материалам существование промежуточной толщи во многих нефтегазоносных регионах является бесспорным. Однако вовсе нельзя считать, что она присутствует везде. При почти полном единстве мнений о том, что такие толщи существуют, отмечается большая дискусионность в их выделении. Прежде чем выделить какую-либо толщу в качестве ложной покрывки или ложного коллектора, требуется использовать максимально возможный комплекс геолого-геохимических данных.

Главные выводы, которые можно сделать, опираясь на представление о трехчленном строении природных резервуаров, заключаются в следующем.

Ловушкой для залежей углеводородов в локальном поднятии является та часть природного резервуара, которая контролируется подошвой флюидоупора, а не кровлей пород-коллекторов, как это считалось ранее.

Залежь углеводородов в ловушке в трехчленном резервуаре подразделяется на две части - промышленную и непромышленную, которые контролируются величиной мощности промежуточной толщи. Чем больше мощность промежуточной толщи, тем меньше объем промышленной залежи.

Эти выводы должны лежать в основе локальной оценки перспектив нефтегазоносности, выбора рациональной методики поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений. Особое значение это приобретает на современном этапе поисков и разведки, когда в районах работ Миннефтепрома наметилась тенденция сокращения размеров структур и количества перспективных ресурсов, приходящихся на одну структуру. Анализ материалов по ряду нефтегазоносных районов показывает, что проведение поисковых работ без учета характера распространения промежуточной толщи, изменения ее толщины приводит к необоснованному завышению количества скважин даже на первом этапе бурения. Это объясняется тем, что в проекты закладываются заведомо завышенные размеры предполагаемых ловушек, традиционно определенные по кровле предполагаемого коллектора.

Промежуточная толща приобретает еще большее значение на этапе разведки уже открытой залежи. Главным при этом является относительно точный прогноз высоты промышленной

части залежи, что в определенной степени гарантирует оптимальную степень разведанности структур. В практике часто неправильно определяется промышленная значимость залежи. Это приводит к тому, что значительный объем поискового и разведочного бурения тратится на опоиcкование и разведку заведомо непромышленных залежей в ловушках в трехчленном резервуаре.

ЛИТЕРАТУРА

1. Амурский Г.И., Соловьев Н.Н., Тимонин А.Н. Особенности геометризации Ловушек нефти и газа в карбонатных отложениях (на примере Запада Средней Азии). - Реф. сб.. ВНИИЭгазпрома, 1981, вып. 7.
2. Высочанский И.В., Демьянчук В.Г., Недзельский Д.Е., Палий А.М. Качественная характеристика ловушек. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1981, вып. 2.
3. Методика локального прогноза нефтегазоносности юрских карбонатных отложений Узбекистана/ Ильин В.Д., Строганов В.П., Смирнов Л.Н., Тальвирский Д.В., Бабаджанов Т.П., Рубо В.В., Зуев С.Н.—Советская геология, 1981, № 4.
4. Ильин В.Д., Строганов В.П. Влияние нижних ангидридов на степень заполнения рифовых массивов углеводородами в Западном Узбекистане. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1981, вып. 4.
5. Ильин В.Д., Смирнов Л.Н., Спеев Ю.А. Формирование залежей углеводородов в трехслойном природном резервуаре. - Советская геология, 1982, № 7.
6. Ильин В.Д., Немченко Н.Н., Такаев Ю.Г. Влияние ложных покрышек на степень заполнения структур газом на Севере Западной Сибири. - Геология нефти и газа, 1983, № 2.
7. Клещев А.А., Строганов В.П. Особенности строения ловушек нефти и газа и методы оценки их продуктивности. — Нефтегазовая геология и геофизика, 1983, вып. 5.
8. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре (методические рекомендации). - М.: ВНИГНИ, 1982.
9. Современные методы изучения и прогноза покрышек залежей нефти и газа. - Минск: БелНИГРИ, 1981.

10. Строганов В.П., Клещев А.А. Геологические методы выявления ложных покрышек. - Экспресс-информация. Сор.геология, бурение и разработка газовых месторождений, 1982, вып. 14.

11. Строганов В.П., Клещев А.А., Клейменов В. Ф. Трехчленное строение природного резервуара и роль промежуточных толщ в формировании залежей углеводородов. - Нефтегазовая геология и геофизика, 1982, № 5.

12. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. - Л.: Недра, 1967.

13. Филиппов Б.В. О природных резервуарах нефти и газа древних платформенных структур. - Текущая информация. Сер. нефтегазовая геология и геофизика, 1964, № 23.

А.А. Клещев, В.П. Строганов. Типы ловушек в природных резервуарах и особенности методики поисков и разведки в них залежей углеводородов. Обзорная информация. Серия "Нефтегазовая геология и геофизика". М., ВНИИОЗНГ, 1983.

Обзор по основным направлениям развития науки, техники и экономики отрасли (ОЦО10).

В обзоре на основе анализа опубликованных работ, а также большого фактического материала изложены современные представления о строении ловушек в природных резервуарах нефти и газа.

Показано, что в отличие от ранее имеющих представлений природные резервуары во многих регионах имеют трехчленное строение. Между покрывкой (флюидопором) и коллектором залегают промежуточные толщи. Приводятся сведения о влиянии промежуточной толщи на формирование залежей углеводородов по ряду нефтегазоносных районов в СССР и за рубежом.

С учетом современного представления о природном резервуаре дается схема классификации ловушек нефти и газа.

Обзор представляет интерес для широкого круга специалистов, занимающихся вопросами поисков нефти и газа, а также для преподавателей вузов и техникумов нефтегазового профиля.

Ил. 11, табл. 1.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	1
Особенности строения ловушек нефти и газа в трех- членном природном резервуаре.....	3
Влияние промежуточной толщи на формирование зале- жей углеводородов.....	11
Туранская плита.....	11
Скифская плита.....	21
Восточно-Европейская платформа.....	27
Северо-Африканская платформа.....	29
Западно-Сибирская платформа.....	31
Типы ловушек нефти и газа в природных резервуарах..	32
Геологические методы выявления ложных покрывшек и ложных коллекторов.....	37
Заключение.....	40
Литература.....	42

Клещев Арнольд Александрович, Строганов Виталий Пет-
рович.

ТИПЫ ЛОВУШЕК В ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ И
ОСОБЕННОСТИ МЕТОДИКИ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ В НИХ
ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ. М., ВНИИОЭНГ, 1983.

Ведущий редактор Захарова В.Н.
Технический редактор Подурушина Е.Ф.
Корректор Задкова В.А.

Подп. в печать 17.11.83. Т-20392. Формат 60x84 1/16.
Бумага офсетная. Офсетная печать. Печ.л.2,75
Усл.печ.л. 2,86 Уч.-изд.л. 2,43. Тираж 1350 экз.
Заказ № 3031 Цена 49 коп. ВНИИОЭНГ № 2929.
113162, Москва, Хавская, 11, ВНИИОЭНГ

Типография ХОЗУ Миннефтепрома,
Москва, набережная Мориса Тореза, 26/1