

ПРАВИТЕЛЬСТВО ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

КОМИТЕТ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ ПО ХМАО

КОМИТЕТ ПО НЕФТИ, ГАЗУ И МИНЕРАЛЬНЫМ РЕСУРСАМ ХМАО

НАУЧНО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЦЕНТР  
РАЦИОНАЛЬНОГО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ХМАО

# ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПОТЕНЦИАЛА ХМАО

*Четвертая  
научно-практическая конференция*

*Под редакцией*

КАРАСЕВА В.И.,

АХПАТЕЛОВА Э.А.— кандидата технических наук,

ВОЛКОВА В.А.— кандидата геолого-минералогических наук

**Ханты-Мансийск**  
Издательство «Путьведь»  
**2001**

## **ОЦЕНКА ЗАПАСОВ НЕФТИ В КРОВЕЛЬНОЙ ЧАСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ХАНТЫ-МАНСИЙСКОЙ ПЛОЩАДИ МЕТОДОМ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА**

М.Л. Боровых (ОАО ЦАГГИ «Хантымансий-скгеофизика»), М.Ю. Зубков (ООО «Сибгеоцентр»), В.Б. Скоробогатов (ЗАО «Назымская НГРЭ»)

Ханты-Мансийское месторождение, приуроченное к кровельной части доюрского комплекса, разрабатывается уже более 19 лет, однако до настоящего времени не существовало достаточно ясной и корректной модели геологического строения залежи, а также отсутствовали результаты комплексных литолого-петрофизических исследований пород-коллекторов, содержащих углеводородную залежь, позволяющих определить их тип. Поэтому до сих пор не было оценки запасов углеводородного сырья, находящегося в этой залежи.

В настоящей работе приводится оценка запасов углеводородов, содержащихся в кровельной части доюрского комплекса Ханты-Мансийского месторождения в районе скв. 5Р. Для этого на основе имеющейся информации, а также выполненных нами дополнительных исследований реконструирован механизм формирования коллекторов в породах, слагающих кровельную часть доюрского комплекса, обоснован тип коллектора и геологическая модель углеводородной залежи.

Анализ полученных данных показал, что использовать объемный метод для оценки запасов углеводородов в описываемом коллекторе нельзя из-за отсутствия ряда важных подсчетных параметров, таких, например, как площадь распространения пород-коллекторов и их нефтенасыщенная мощность. Кроме того, формально считается, что залежь приурочена не только к породам доюрского комплекса, но и к базальным отложениям юрского возраста, хотя результаты имевшихся в нашем распоряжении петрофизических данных указывают на то, что эти отложения из-за очень низких фильтрационно-емкостных свойств вряд ли могут считаться коллекторами. Поэтому для оценки запасов углеводородов в рассматриваемом объекте был выбран метод материального баланса.

Действительно, метод материального баланса чрезвычайно динамичен. Он позволяет изучать работу залежи во всем ее разнообразии, дает возможность достаточно глубоко разобраться в происходящих процессах, определить балансовые запасы, предвидеть возможные изменения естественных и искусственных условий разработки и прогнозировать величину конечной нефтеотдачи [4]. Кроме того, при использовании этого метода нет необходимости деления разрабатываемой залежи на две части: собственно доюрскую и связанную с нижнеюрскими базальными отложениями.

### **Геологическое строение и модель формирования коллектора в доюрском комплексе Ханты-Мансийской площади**

Геологическое строение фундамента в пределах Ханты-Мансийской площади изучалось комплексом различных геолого-геофизических методов (гравираз-

ведка, магниторазведка, электроразведка, сейсморазведка и результаты бурения).

Обычно в составе доюрского комплекса выделяют промежуточный, или тафрогенный (по Бочкареву [1—3]) структурный этаж и консолидированное основание, или складчатый фундамент [1—3, 14—18]. Промежуточный этаж представлен сравнительно молодыми породами (пермо-триасового возраста), сложенными вулканогенно-осадочными комплексами.

В пределах рассматриваемой площади доюрское основание вскрыто всеми пробуренными здесь скважинами и представлено по данным ЦЛ Главтюменьгеологии в скв. 3, 5, 8, 17 и 44 — органогенными слабосраморизованными известняками, а в скв. 6, 7 и 14 — вулканогенно-осадочной толщей с эффузивами основного и среднего состава.

По мнению В.С. Бочкарева и В.Г. Криночкина в скв. 5-Р вскрыты палеозойские известняки, в скв. 17-Р — участок контакта среднедевонских известняков с эффузивами, а в скв. 14-Р — карбонатизированные порфириды, выветрелые туфогравелиты и туфопесчаники.

Анализ полученных другими исследователями данных о вещественном составе доюрского комплекса, вскрытого скважинами в пределах рассматриваемого участка Ханты-Мансийской площади, показал, что в нем можно достаточно уверенно выделить три основных класса пород:

- карбонатные (известняки или мраморы), имеющие предположительно нижнекарбон — верхнедевонский возраст, с которыми связаны углеводородные залежи в доюрском комплексе;

- вулканогенно-осадочные породы, вероятно, пермо-триасового возраста;

- изверженные породы преимущественно основного состава, вероятно, также пермо-триасового возраста.

Формирование коллекторов и углеводородных залежей, скорее всего, происходило в зоне контакта интрузивных тел с известняками, в результате процесса, близкого по смыслу к «гидротермальному метасоматозу», обозначаемому в рудной геологии.

Кратко механизм образования коллекторов в карбонатах можно представить следующим образом. В зоны разуплотнения, или тектонического растяжения и дробления внедрялись интрузивы основного состава, от которых по мере их движения вверх, из-за снижения температуры и давления отделялись летучие компоненты, представленные кислой газовой смесью, которая, взаимодействуя с известняками по трещинным зонам, выщелачивала их, вследствие чего образовывались трещинно-кавернозные коллекторы, которые затем заполнялись углеводородами.

Можно предположить, что формировались зоны дробления и проникали высокотемпературные кислые флюиды в результате их отделения от «всплывавших» вверх крупных магматических тел, имевших, скорее всего, основной состав, которые затем застывали в виде батолитов. Интрузивы, часто в большей или меньшей степени карбонатизированные вследствие взаимодействия расплава с вмещающими их карбонатными породами, отделялись от основного магматического тела и, поднимаясь вверх по трещинам, застывали в виде даек и штоков (скв. 6-Р, 14-Р и 17-Р).

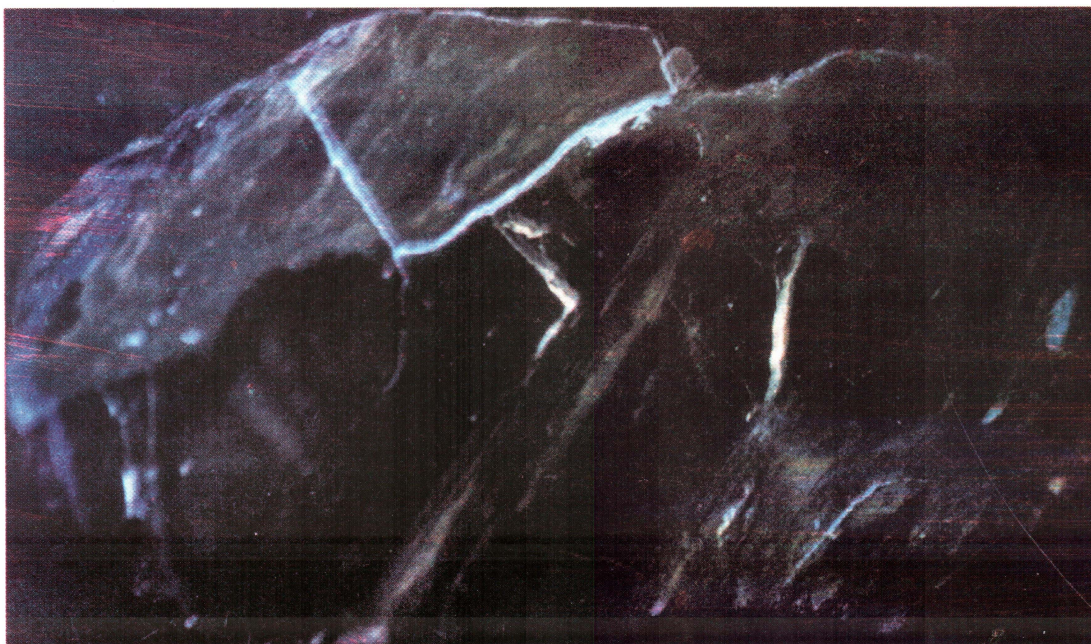
Таким образом, если механизм формирования залежей описан правильно, то проблема выделения коллекторов в верхней части доюрского комплекса сводится к поискам зон дробления в карбонатных породах, которые могут быть приурочены также к контактам карбонатных пород с интрузивными телами.

Разобраться в механизме формирования вторичных коллекторов в кровельной части доюрского комплекса Ханты-Мансийской площади помог образец керна, который был любезно предоставлен нам В.С. Бочкаревым. Этот образец был отобран из скв. 5-Р Ханты-Мансийской площади в интервале 3140—3143 м (самая верхняя часть доюрского комплекса).

С целью изучения характера распределения в нем углеводородов его пришлифованная сторона была снята в обычном и ультрафиолетовом свете (рис. 1).



а



б

Рис. 1. Фотографии пришлифованного образца керна, отобранного из кровельной части доюрского комплекса, снятого при обычном освещении (а) и в ультрафиолетовом свете (б); Ханты-Мансийская площадь, скв. 5-Р, интервал отбора 3140—3143 м.

Анализ полученных данных показал, что образец неоднородно насыщен нефтью. Так, самое высокое содержание углеводородов отмечается в трещинах (светлая почти белая, желтая и светло-желтая люминесценция), выделяются светло-серые участки, имеющие темно-желтый цвет люминесценции и, наконец, меньше всего углеводородов в темно-серых с буроватым оттенком участках образца (см. рис. 1).

С целью изучения состава и структуры порового пространства различных участков этого образца, имеющих различный цвет люминесценции, а значит и

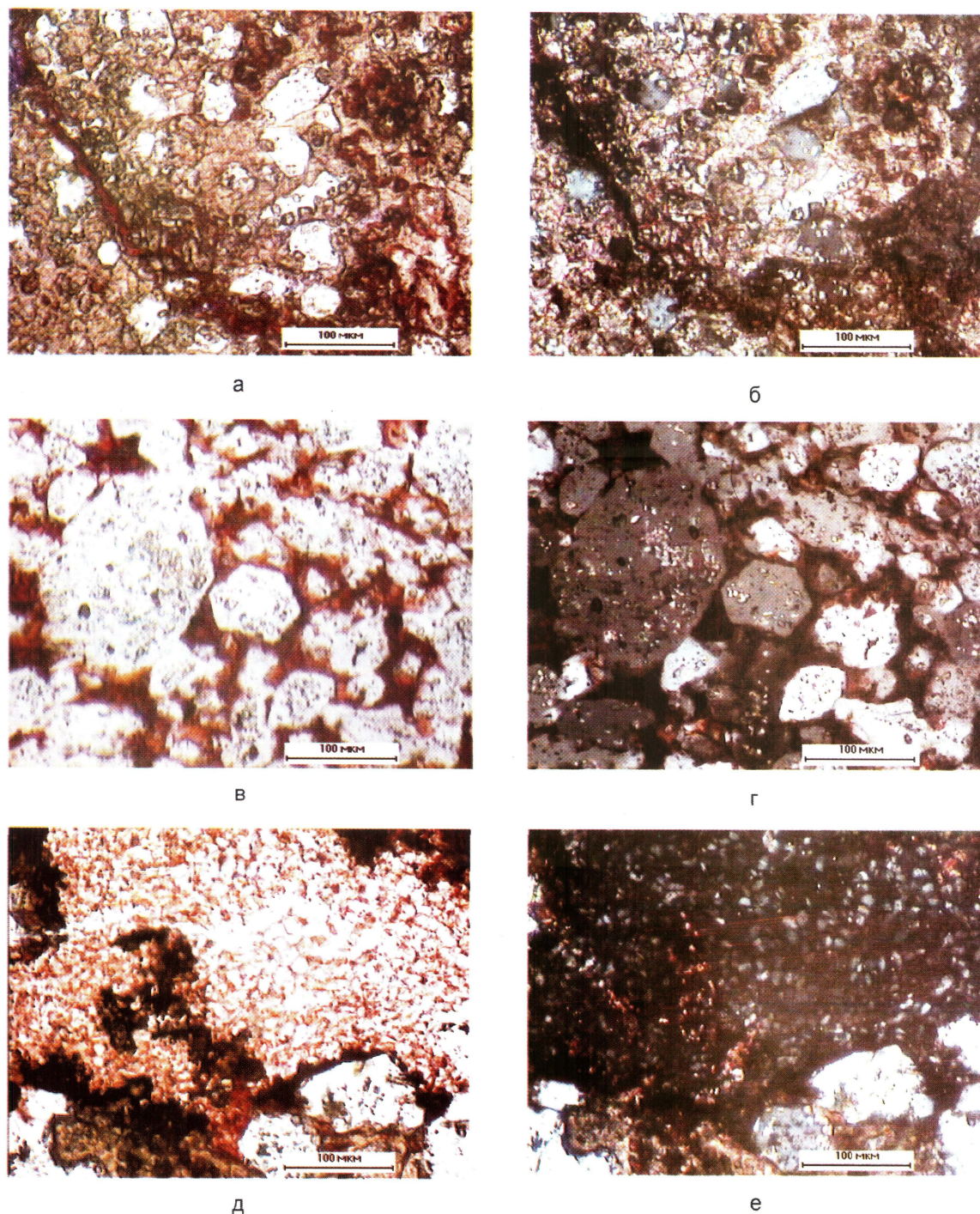


Рис. 2. Прокрашенные петрографические шлифы, снятые в проходящем (а, в, д) и поляризованном (б, г, е) свете: а, б — кремнистый сидеритолит; в, г — псевдокварцит; д, е — трещина, заполненная диккитом и каолинитом; Ханты-Мансийская площадь, доюрский комплекс, скв. 5-Р, интервал отбора 3140—3143 м

концентрацию углеводородов, были изготовлены прозрачные петрографические шлифы, кроме того, они исследовались с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ).

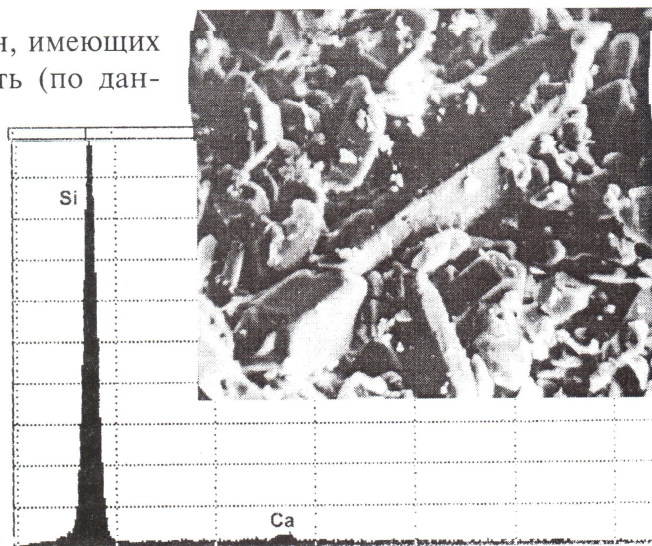
Установлено, что темно-серые с буроватым оттенком участки описываемого образца заполнены кремнистым сидеритолитом, состоящим из зерен кварца, в различной степени раскристаллизованных и сцементированных сидеритом (рис. 2 а, б). В прокрашенных петрографических шлифах хорошо видно, что пустоты в кремнистом сидеритолите сложной формы, диаметр их каналов не превышает 3—5 мкм, а их доля от площади шлифа в среднем варьирует от 2—3 до 4—5% (см. рис. 2 а). Светлые участки с большой нефтенасыщенностью, по данным люминесцентного анализа (см. рис. 1), представляют собой мелкозернистый псевдокварцит, причем, судя по результатам исследований в прокрашенных петрографических шлифах, они имеют довольно высокую открытую пористость, примерно 16—18% от площади шлифа (рис. 2 в, г).

По своей морфологии и характеру распределения пустоты похожи на обычные межгранулярные поры и отличаются лишь тем, что вместо обломочных зерен образец сложен микрокристалликами кварца довольно правильной кристаллографической огранки. На снимках, выполненных с помощью РЭМ, хорошо видна микроструктура порового пространства и микрокристаллы кварца, составляющие описываемую породу (рис. 3). Кроме кварца в небольшом количестве в поровом пространстве присутствует диккит и каолинит (см. рис. 3б). Элементный спектр, приведенный под нижним снимком, подтверждает практически чисто кварцевый состав породы.

Анализ трещин и микрокаверн, имеющих максимальную нефтенасыщенность (по данным ультрафиолетовой люминесценции), с помощью оптической и электронной микроскопии показал, что они обладают эффективной проницаемостью (трещины и каверны прокрались смолой). В трещинах и микрокавернах присутствуют гидротермальный диккит и каолинит (см. рис. 2 д, е). Исследование поверхности трещин с помощью РЭМ показало, что они покрыты новообразованными (гидротермальными) кристаллами каолинита, диккита, сидерита и кварца (рис. 4). Судя по результатам элементного анализа, кристаллы сидерита имеют сложный состав, в них отмечают-



а



б

Рис. 3. Поверхность скола псевдогранулярного коллектора, образовавшегося за счет кремнистого сидеритолита, снятого при увеличении в 2000 раз (а) и 480 раз (б), под нижним снимком приведен элементный спектр, полученный с поверхности самого крупного кристалла кварца, присутствующего на нижнем снимке; Ханты-Мансийская площадь, скв. 5-Р, интервал отбора 3140—3143 м.

ся довольно высокое содержание марганца и магния, присутствует также в небольшом количестве кальций (см. рис. 4).

Таким образом, описанный образец сложен двумя типами пород — кремнистыми сидеритолиитами с невысокой эффективной емкостью (не более 3—5%) и псевдокварцитами со значительной открытой пористостью, близкой к межгранулярной, наблюдаемой в обычных терригенных коллекторах (около 16—18%). Кроме того, в образце присутствует трещинная и микрокавернозная пустотность.

Несомненный интерес представляют результаты термовесовых исследований (ЦЛ Главтюменьгеологии) двух образцов, отобранных в скв. 8-Р из интервалов 3263—3275 м и 3275—3281 м. Установлено, что они не просто известняки, а кремнистые известняки, причем доля кремнезема составляет 55—56%, то есть карбонатный материал, представленный практически чистым кальцитом, входящим в их состав, не доминирующий породообразующий компонент. Действительно, и в полевых описаниях, выполненных геологами, отмечается, что доля растворимого (карбонатного) материала не превышает 60% (например, в скв. 11-Р).

Итак, породы, представляемые как известняки и доломиты, скорее всего, являются кремнистыми известняками и/или известковистыми силицитами. Механизм образования коллекторов в таком типе пород детально описан в работах [8, 9, 12, 13] на примере пород-коллекторов, входящих в состав кровельной части доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения. Суть предложенного механизма формирования коллекторов рассматриваемого типа заключается в выщелачивании карбонатных компонентов (кальцита) из кремнистого известняка и перекристаллизации биогенного кремнезема в псевдокварциты, имеющие довольно высокую пористость, достигающую в образцах, поднятых из доюрского комплекса упомянутого Северо-Варьганского месторождения 30—33%. Сравнение результатов микроскопических исследований строения коллекторов, ото-

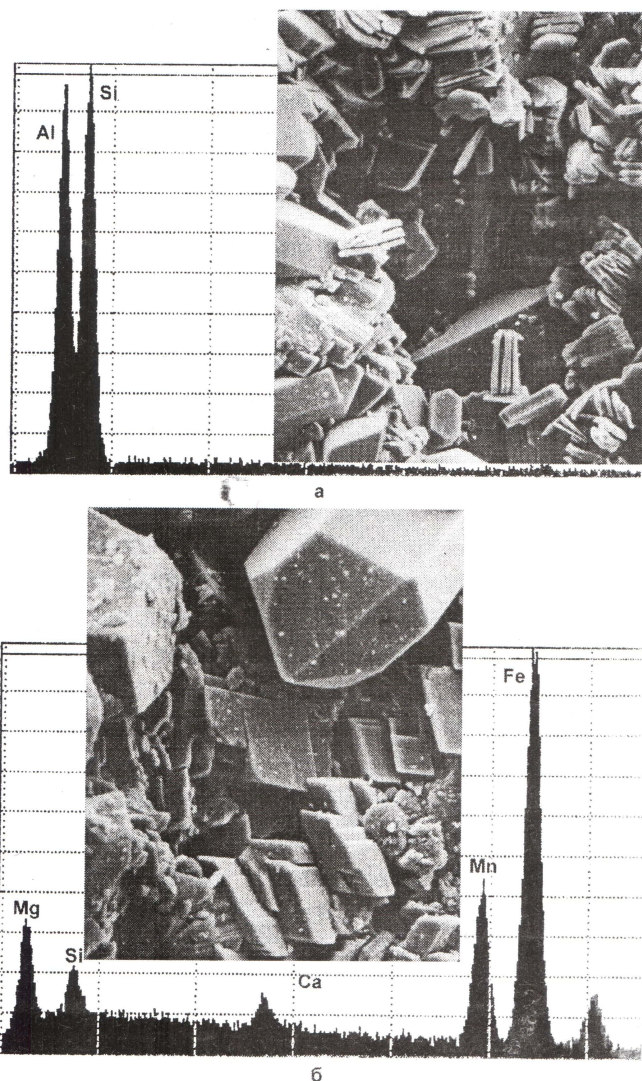


Рис. 4. Поверхность трещины в кремнистом сидеритолиите, покрытой вторичными минералами: кристаллами кварца, сидерита, диккита (а), а также кварца и сидерита (б), под верхним снимком приведен элементный спектр, полученный с кристаллов диккита, а под нижним — с ромбоэдрических кристаллов сидерита; Ханты-Мансийская площадь, скв. 5-Р, интервал отбора 3140—3143 м.

бренных из скв. 5-Р Ханты-Мансийской площади и Северо-Варьеганского месторождения, показало, что они практически идентичны.

Отложения баженовской и верхней пачки абалакской свит также имеют кремнисто-карбонатный состав и по этому признаку рассматриваемые палеозойские породы очень похожи на мезозойские. Более того, проведенный нами анализ радиоактивных свойств упомянутого образца из скв. 5-Р Ханты-Мансийской площади, показал, что содержание калия в нем составляет всего 0.02%, что свидетельствует о практически полном отсутствии глинистых минералов в их составе. Концентрация урана в нем достигает  $1.8 \cdot 10^{-4}\%$ , а тория — всего  $0.2 \cdot 10^{-4}\%$ , поэтому вклад урана в суммарную радиоактивность, как и в битуминозных отложениях баженовской свиты, составляет 93.7%. По величине фацеального (Th/U) отношения описываемые отложения относятся к морской фации с восстановительным режимом (возможно, сероводородное заражение наддонных вод и илового осадка во время их накопления). Следовательно, описываемые кремнисто-карбонатные отложения вряд ли можно считать рифами.

Присутствие сидерита в образце из скв. 5-Р, скорее всего, объясняется протеканием процессов метасоматоза, вызванных взаимодействием кремнистых известняков с интрузиями основного состава, обогащенных железом. Действительно, в морских фациях, накапливавшихся в восстановительных условиях, сидерит не встречается.

Коллекторские свойства пород из доюрского комплекса изучены чрезвычайно слабо. Наши попытки изготовить цилиндры из предоставленного образца не увенчались успехом, так как они разрушились по имевшимся в нем трещинам, поэтому удалось определить лишь пористость и плотность. Результаты наших и ранее выполненных в ЦЛ Главтюменьгеологии анализов приведены в табл. 1.

Таблица 1

№ скважины	Интервал, м	Пористость, %	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Карбонатность, %
5-Р	3140-3143	9.4	2.66	Не определялась
5-Р	3140-3143	8.6	2.80	Не определялась
6-Р	3268-3275	5.3	2.51	5.8
14-Р	3183.5-3187.7	8.8	2.52	33.2
		9.0	2.51	
14-Р	3183.5-3187.7	7.3	2.54	25.9
		7.9	2.52	
14-Р	3183.5-3187.7	9.5	2.52	Не определялась
		7.0	2.55	

Полученные данные свидетельствуют о низких емкостных свойствах исследованных образцов. Даже образец, отобранный из скв. 5-Р, несмотря на довольно высокую пористость псевдокварцитов, которые, скорее всего, являются основной емкостью для углеводородов, из-за низкой пористости сидеритолитов, присутствующих в нем наряду с псевдокварцитами, в целом имеет невысокую величину открытой пористости.

В остальных образцах поры, вероятно, имеют очень мелкие размеры и поэтому, несмотря на довольно значительную величину их емкости, они не эффективны и практически все заполнены связанной водой.



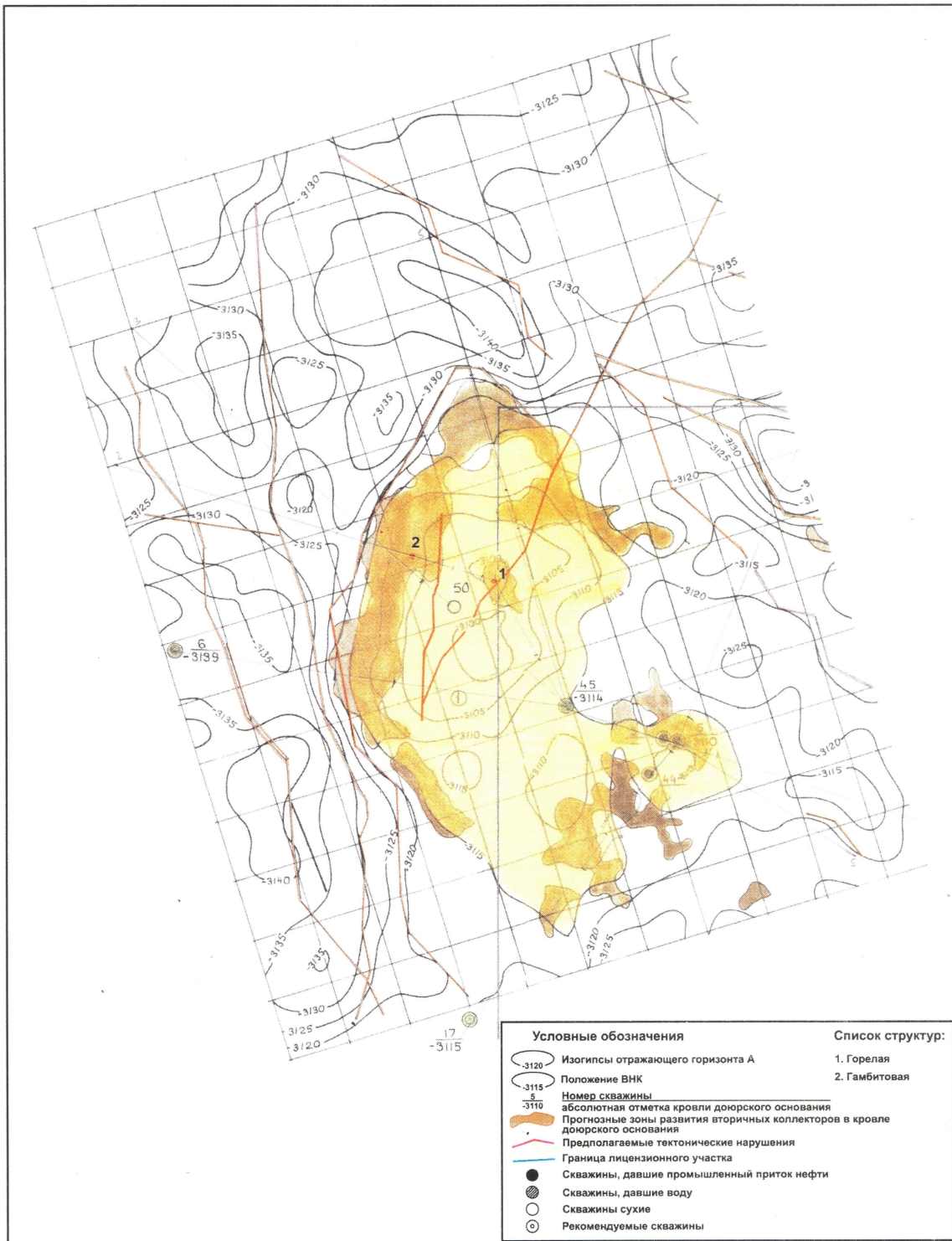


Рис. 5. Структурная карта по отражающему горизонту «А» с выделенными прогнозными участками развития вторичных коллекторов в доюрском комплексе и положением ВНК ( по результатам работ ОМП 12/96-97 и данным геологической службы ОАО «Назымская НГРЭ»)

## **Прогноз зон развития вторичных коллекторов в доюрском комплексе Ханты-Мансийской площади**

Так как механизм формирования и тип вторичных коллекторов в доюрском комплексе Ханты-Мансийской площади и Северо-Варьеганского месторождения одинаков, то для прогноза зон развития вторичных коллекторов в пределах рассматриваемой площади был использован запатентованный нами способ, основанный на комплексировании данных сейсморазведочных работ, литолого-петрофизических исследований образцов кернa из доюрского комплекса и данных ГИС, применявшийся нами ранее на Северо-Варьеганском месторождении [13].

Используя этот способ и результаты сейсморазведочных работ ОМП12/96-97, мы выделили по имевшимся сейсмическим временным разрезам перспективные участки, которые с большой точностью совпали с оконтуренными геофизиками зонами, представленными карбонатными фациями. Лишь в юго-западной части рассматриваемой территории прогнозные участки, выделенные нами и геофизиками, частично не совпали. Тем не менее, поскольку в нашем распоряжении было всего несколько профилей, а геофизики проанализировали всю имевшуюся в их распоряжении информацию, мы не стали вносить изменения в построенную ими прогнозную карту-схему (рис. 5). Однако необходимо отметить, что по нашим данным — это не карбонатные фации, а именно прогнозируемые участки развития вторичных коллекторов и связанных с ними залежей углеводородов. На этой же карте-схеме сотрудниками Назымской НГРЭ нанесено положение ВНК, что позволило уточнить локализацию перспективных зон при условии, что ВНК имеет единый уровень в пределах рассматриваемой площади. Учитывая выделенные площади, можно было бы оценить запасы, содержащиеся в пределах этих зон стандартным объемным методом. Однако мы не имеем кондиционных данных о величине пористости вторичных коллекторов и их толщине, поэтому объемный метод подсчета запасов в нашем случае не применим, хотя полученные материалы могут быть использованы для выбора мест заложения поисково-разведочных скважин на доюрский комплекс в пределах рассматриваемого района (см. рис. 5).

Таким образом, из-за отсутствия фактических данных о нефтенасыщенной мощности прогнозных зон вторичных коллекторов и их емкостных свойствах оценить запасы углеводородов, содержащихся в них традиционным объемным методом, не представляется возможным. Поэтому для оценки запасов был выбран другой способ — метод материального баланса.

### **Оценка запасов углеводородов в кровельной части доюрского комплекса Ханты-Мансийской площади**

В основе метода материального баланса лежит закон сохранения материи, который применительно к залежам углеводородов формулируется следующим образом: количество углеводородов, находящихся в залежи до начала разработки, равно количеству извлеченных плюс оставшихся в залежи углеводородов на любую произвольную дату разработки. Иначе, сумма добытых и оставшихся в залежи углеводородов для данной залежи является величиной постоянной в любой произвольный момент времени.

Составление баланса запасов углеводородов предусматривает учет изменения их свойств по мере снижения пластового давления в связи с извлечением некоторого их количества из залежи [4].

М.А. Ждановым и Р.И. Шильтуисом выведено уравнение материального ба-

ланса, отражающее влияние на процесс разработки комплекса природных и искусственных энергетических факторов:

$$Q_o = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_o)v] - (W + W' - w)\lambda - q_i v}{b_1 - b_o + \frac{nb_o}{v}(v - v_o)},$$

где —  $Q_o$  — начальные балансовые запасы нефти, м<sup>3</sup>;  $Q_n$  — накопленная добыча на дату расчета в стандартных условиях, м<sup>3</sup>;  $b_1$  — двухфазный объемный коэффициент нефтегазовой смеси;  $r_o$  — растворимость газа в нефти при начальном давлении ( $p_o$ ), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $r_p$  — средний газовый фактор в стандартных условиях, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $v_o$ ,  $v$  — объемные коэффициенты пластового газа, соответствующие начальному  $p_o$  и текущему (на дату расчета) давлению  $p$ ;  $W$ ,  $W'$  — объемы, соответственно, вошедшей в залежь и закачанной в пласт воды на дату расчета в стандартных условиях, м<sup>3</sup>;  $w$  — объем накопленной добычи воды на дату расчета в стандартных условиях, м<sup>3</sup>;  $\lambda$  — объемный коэффициент пластовой воды при давлении  $p$ ;  $q_i$  — объем закачанного в пласт газа на дату расчета в стандартных условиях, м<sup>3</sup>;  $b_o$  — объемный коэффициент пластовой нефти при давлении  $p_o$ ;  $n$  — отношение объема пустот, занятых на дату расчета газовой шапкой, к объему пустот, занятых нефтью.

В нашем случае  $n = 0$  уравнение примет вид:

$$Q_o = \frac{Q_n [b_1 + (r_p - r_o)v] - (W + W' - w)\lambda}{b_1 - b_o}.$$

Вариант уравнения баланса должен быть тесно увязан с условиями работы залежи. Для правильного определения режима работы залежи в каждый момент времени нами проанализированы: комплексные геологические данные, результаты гидродинамики скважин, опытно-промышленной эксплуатации, глубинных проб нефти и газа по скв. 5 на Ханты-Мансийском месторождении.

Установлено, что движение нефти к забою скважины вызывается рядом причин, из которых в нашем случае основное значение имеют: упругие силы скелета породы, действие растворенного газа, напор пластовых вод. Проявление каждой из перечисленных сил на разных этапах разработки неодинаково как по относительной доле участия этих сил в вытеснении нефти, так и по продолжительности их действия.

Начиная с октября 1995 г., в скв. 44 отмечается появление воды в продукции, которая на 1.01.2000 г. составляет 10%. Можно сделать вывод, что в пласт поступают законтурные воды, и залежь работает на упруговодонапорном режиме.

Поскольку движение жидкости к скважине начинается за счет использования потенциальной энергии упругой деформации жидкости и пласта сначала в ближайшей окрестности забоя, а затем во все более удаленных областях пласта, очевидно, что на самом раннем этапе разработки залежи с упруговодонапорным режимом наибольшее влияние на добычу нефти оказывают упругие силы самой залежи, а затем уже упругие силы водонапорной системы [4].

Упруговодонапорный режим в естественных условиях в чистом виде не встречается. Это обусловлено тем, что на самом раннем этапе работы скважины, когда внедрение воды в залежь еще не началось, нефть движется к забою скважины за счет энергии упругой деформации жидкости и матрицы породы так же, как в случае работы залежи на упругом режиме [19]. И только спустя определенное время, проявляет себя водонапорный режим.

На Ханты-Мансийском месторождении наблюдается переход упругого режи-

ма на упруговодонапорный. Этот переход наступает при критической величине падения пластового давления, обеспечивающей прорыв и продвижение законтурных вод в нефтеносную часть залежи.

Главная задача — определить момент начала внедрения в залежь пластовой воды, количество поступившей в залежь воды и разделить все время эксплуатации скважин на два этапа. Первый этап — работа залежи при упругом режиме и второй — работа залежи при упруговодонапорном режиме.

На первом этапе залежь работала на замкнуто-упругом режиме, при котором первое условие работы — превышение пластового давления над давлением насыщения нефти газом. По данным исследования глубинных проб нефти давление насыщения  $P_{нас}$  равно 117 атм. По данным замеров пластового давления на скважине выполняется условие:  $R_{пл} > P_{нас}$ .

Уравнение баланса для упругого и упруговодонапорного режимов работы залежи отличается на величину:

$$(W + W' - w)\lambda$$

$W' = 0$ , следовательно, формула примет вид

$$(W - w)\lambda$$

Величина известна по данным опытно-промышленной эксплуатации.

$\lambda$  — объемный коэффициент пластовой воды представляет собой отношение объема воды в пластовых условиях к объему ее на поверхности. На величину  $\lambda$  оказывают влияние давление, температура и газонасыщенность [4]. Определение  $\lambda$  основано на данных лабораторных исследований глубинных проб пластовой воды. Однако, к сожалению, глубинные пробы пластовой воды до настоящего времени не были отобраны. Учитывая, что изменения  $\lambda$  колеблются в пределах 0.98 — 1.2 [19], для расчетов можно принять приближенное значение  $\lambda = 1$ .

Количество вошедшей в залежь воды ( $W$ ) может быть определено расчетным путем методами, разработанными М.А. Ждановым, Ф.А. Гришиным, Р. Шильтуйсом и др. При этом у нас возникают значительные трудности, связанные с отсутствием требуемой информации, либо с необходимостью использовать параметры, составляющие основу объемного метода, что существенно снизит преимущества материального баланса, не предполагающего знания геометрических характеристик залежи. Поэтому в практике подсчета запасов нефти широкое распространение получили способы, позволяющие исключить влияние  $W$  на конечный результат путем выявления периода разработки залежи на упругом режиме.

Момент начала вторжения в пределы залежи законтурных вод может быть определен по графику зависимости между  $\Delta p$  и накопленной добычей жидкости  $Q_{ж}$  (рис. 6). Линейный характер зависимости  $Q_{ж} = f(\Delta p)$  свидетельствует о проявлении упругого режима работы залежи. Внедрение в пределы залежи пластовых вод отмечается отклонением кривой на графике в сторону оси  $Q_{ж}$ , точка перегиба А.

Использование зависимости  $Q_{ж} = f(\Delta p)$  позволяет установить предельные значения, при которых запасы нефти можно рассчитать по формуле, применяемой при упругом режиме. Отклонение кривой происходит в точке А, которая соответствует данным 1994 г. Цифрой 1 обозначен интервал работы залежи при упругом режиме в течение первых 13 лет. Цифрой 2 — интервал работы залежи на упруговодонапорном режиме с 1995 г. до настоящего времени. Следовательно, можно применить уравнение для упругого режима работы залежи на любой период времени с начала эксплуатации залежи до 1995 г. и сделать оценку начальных балансовых запасов нефти.

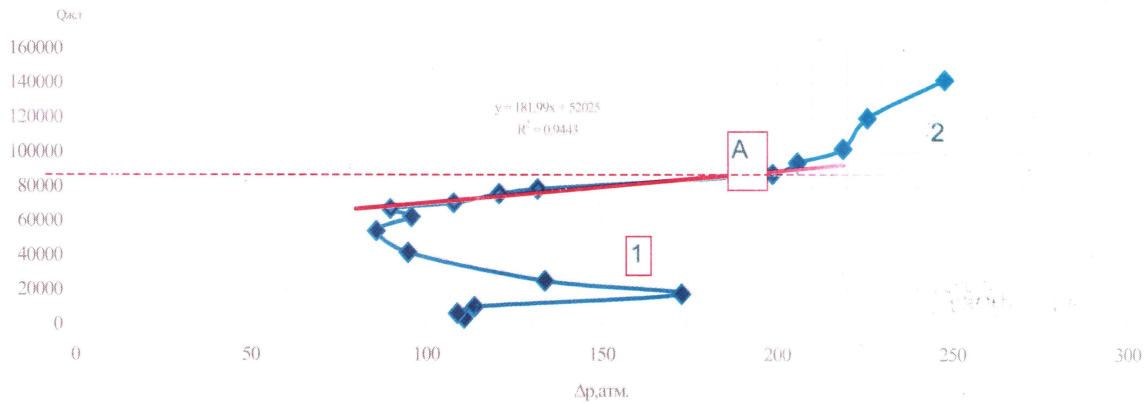


Рис. 6. Кривая зависимости  $Q_{ж} = f(\Delta p)$  для условий проявления упругого (1) и упруговодонапорного (2) режима

Уравнение примет вид:

$$Q_o = Q_n \left[ \frac{b_1 + (r_p - r_o) v}{b_1 - b_o} \right]$$

Для оценки запасов по данной формуле были обоснованы подсчетные параметры.

#### Определение объемного коэффициента пластового газа

Объемный коэффициент пластового газа ( $v$ ) представляет собой отношение объема газа, который он занимает в пластовых условиях, к тому объему, который он будет занимать при переводе его в поверхностные условия.

$$v = 3,78 \cdot 10^3 \cdot Z(273,15 + T_{пл}) P_{пл},$$

где  $T_{пл}$  — температура пласта на дату подсчета;  $P_{пл}$  — пластовое давление на дату подсчета;  $Z$  — коэффициент сжимаемости газа;  $T_{пл} = 106^\circ\text{C}$ ;  $P_{пл} = 212$  атм.

#### Определение коэффициента сжимаемости газа

Сжимаемость углеводородных газов характеризуется коэффициентом сжимаемости ( $Z$ ), представляющим собой отношение объемов равных количеств молей реального и идеального газов при одинаковых давлении и температуре.

Величину коэффициента сжимаемости газа для различных условий определяют лабораторным путем. В нашем случае таких данных нет, значение этого коэффициента было получено по экспериментальным кривым (рис. 7) в зависимости от фракционного состава газа. Углеводородный газ — это смесь предельных углеводородов ряда  $C_n H_{2n+2}$ , в составе которой доминируют наиболее легкие фракции, содержание метана 71%. В виде сопутствующих компонентов в состав входят углекислота, азот и инертный газ — гелий. Данные о фракционном составе газа взяты из лабораторных анализов глубинных проб газа по скв. 5. Для определения  $Z$  должны быть найдены значения приведенного псевдокритического давления  $P_R$  и псевдокритической температуры  $T_R$  данной смеси углеводородных газов по формулам:

$$P_R = \frac{P_{abc}}{P_r}, \quad T_R = \frac{T_{abc}}{T_r}$$

Псевдокритическое давление ( $P_r$ ) и псевдокритическую температуру ( $T_r$ ) смеси газов находим по соотношениям:

$$P_r = \sum (y \cdot P_c),$$

$$T_r = \sum (y \cdot T_c),$$

где  $P_r$  и  $T_r$  — суммы средневзвешенных величин критических компонентов газа;  $y$  — мольное или объемное содержание компонента в смеси, %;  $P_c$  и  $T_c$  — критические давления и температуры отдельных углеводородов.

В результате получаем значения приведенного давления и температуры:

$$P_{пр} = 151,4 : 45,29 = 3,34$$

$$T = 106 + 273 = 379, \text{ К}$$

$$T_{пр} = 379 : 236,52 = 1,602$$

Коэффициент сжимаемости газа находим по графику Г.Г. Брауна  $Z = 0,82$

Тогда

$$v = 3,78 \cdot 10^{-3} \cdot 0,82 \cdot (273,15 + 106) / 212 = 0,005$$

### Определение объемного двухфазного коэффициента нефтегазовой смеси (пластовой нефти и газа)

Двухфазное состояние углеводородов в пласте возникает лишь в процессе разработки залежи. Поэтому объемный двухфазный коэффициент не имеет значений, соответствующих начальному пластовому давлению  $p_0$ , а характеризуется лишь текущими значениями для давлений  $p$  и определяется соотношением:

$$b_f = b + (r_0 - r),$$

$$b_f = 1,175 + (47,55 - 44,59) = 1,1898.$$

Средний газовый фактор принят по данным анализа глубинных проб.

Предыдущая оценка запасов нефти по Ханты-Мансийскому месторождению была выполнена объемным методом в 1982 г. Разница в определении начальных балансовых запасов независимыми методами — объемным и материального баланса составила +6%.

Погрешности определений величин запасов нефти в сложных коллекторах обусловлены трудностями применения объемного метода подсчета запасов, опирающегося на геометризацию природных резервуаров. Поэтому комплексное использование независимых методов оценки запасов нефти имеет преимущество. Оно позволит успешно решать вопросы по уточнению запасов нефти, коэффициента извлечения нефти, определению объема внедрившейся в залежь воды и др.

### Выводы

1. В верхней части доюрского комплекса Ханты-Мансийской площади вскрыты породы-коллекторы со сложной структурой порового пространства, обусловленной наличием двух типов пустот: псевдогранулярной (поровой) емкости и трещинной.

2. Формирование коллекторов в кровельной части доюрского комплекса происходило вследствие тектономагматической активизации рассматриваемого района, сопровождавшейся гидротермальным выщелачиванием карбонатного материала из исходных кремнистых известняков.

3. Из-за низкой достоверности данных о площади распространения и емкос-

тных свойствах пород-коллекторов, входящих в состав доюрского комплекса, а также отсутствия информации об их нефтенасыщенной мощности, оценка запасов углеводородов этого объекта осуществлена методом материального баланса.

4. Для залежи с коллекторами порово-трещинного типа при естественной смене упругого режима работы залежи на упруговодонапорный использовалось уравнение М.А. Жданова и Р.И. Шильтуиса.

5. Расхождение результатов оценки запасов нефти между двумя независимыми методами (объемным и материального баланса) составило 6%.

6. С целью дальнейшего применения и совершенствования метода материального баланса для сложных порово-трещинных коллекторов Ханты-Мансийского месторождения необходимы следующие промысловые и экспериментальные данные:

— результаты анализов глубинных проб нефти, пластовой воды и газа на настоящее время, так как последние анализы глубинных проб были сделаны в 1989 г.;

— во избежание неточностей в расчетах нужен более тщательный учет добычи газа (должна быть определена накопленная добыча газа по рассматриваемой залежи);

— анализы глубинных проб пластового газа для уточнения начального и текущего объемных коэффициентов пластового газа;

— экспериментально определенные коэффициенты сжимаемости нефти, воды и породы;

— определение объемного коэффициента пластовой воды, основанное на данных лабораторных исследований.

После получения вышеперечисленных данных появится возможность определить объем внедрившейся в залежь воды на основе известных уравнений.

Кроме того, необходимо провести промысловые геофизические исследования по определению работающей мощности коллектора.

#### Литература

1. Бочкарев В.С. Структурно-формационные зоны доюрского основания Западно-Сибирской платформы и их нефтегазоносность.// Осадочные формации и их нефтегазоносность.— М.— 1978.— С. 36—37.
2. Бочкарев В.С. Кратонизация и тафрогенез в Западной Сибири.// Палеозойские складчатости Западной Сибири и её обрамления.— Тюмень.— 1987.— С. 30—39.
3. Бочкарев В.С., Криночкин В.Г. Докембрийские и палеозойские формации Западной Сибири.// Тектоника платформенных областей.— Новосибирск.— Наука.— СО АН.— 1988.— С. 80—104.
4. Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа.— М.: Недра.— 1975.— 304 с.
5. Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа.— М.: Недра.— 1985.— 223 с.
6. Жданов М.А., Гординский Е.В., Ованесов М.Г. Основы промысловой геологии газа и нефти.— М.: Недра.— 1981.
7. Журавлев Е.Г., Лапинская Т.А. Кора выветривания фундамента и ее влияние на формирование перспективных горизонтов Западной Сибири.// Тр. МИНХ и ГП.— Вып. 112.— М.: Недра.— 1976.— 170 с.
8. Зубков М.Ю., Федорова Т.А. Гидротермальные вторичные коллекторы в черных сланцах.// Геология нефти и газа.— 1989.— № 6.— С. 26—30.
9. Зубков М.Ю. Гидротермальные силициты — перспективный нефтепоисковый объект доюрского фундамента Западно-Сибирской плиты.// Геология и нефтегазоносность нижних горизонтов чехла Западно-Сибирской плиты. СНИИГГиМС.— Новосибирск.— 1990.— С. 87—101.
10. Зубков М.Ю., Васильев О.Е. Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Шамимского района.// Геология и нефтегазоносность триас-среднеюрских отложений Западной Сибири. / СНИИГГиМС.— Новосибирск.— 1991.— С. 124—137.
11. Зубков М. Ю., Ситдииков А.Ш. Вторичные коллекторы в доюрском комплексе Урьевского месторождения.// Геология нефти и газа.— 1994.— № 4.— С. 5—9.

12. *Зубков М.Ю., Кирсанов В.В.* Сейсмолитологические критерии выделения продуктивных объектов в кровле доюрского комплекса Северо-Варьганского месторождения. // Геология и геофизика.— Наука.— СО АН.— Новосибирск.— 1990.— № 11.— С. 152.
13. *Зубков М.Ю.* Патент на изобретение «Способ прогнозирования зон развития вторичных коллекторов в фундаменте». № 94025989/25. -1996.
14. *Зубков М.Ю., Печеркин М.Ф., Шелепов В.В.* Критерии оценки перспектив промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты.// Опыт повышения эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири.— Тюмень.— 1999.— С. 122—140.
15. *Зубков М.Ю., Шелепов В.В., Печеркин М.Ф., Васильев О.Е.* Перспективы промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Шаимского района.// Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО.— Ханты-Мансийск.— 1999.— С. 173—185.
16. *Криночкин В.Г.* Докембрийские комплексы Западной Сибири. Палеозойские складчатости Западной Сибири и её обрамления.— Тюмень.— 1987.— С. 40—49.
17. *Куликов П.К.* Фундамент Западно-Сибирской плиты в Шаимско-Красноленинском районе./ Советская геология. —1968.— № 6.
18. *Погорелов Б.С.* Геология и нефтегазоносность доюрских образований запада Западной Сибири.— М.: Наука.— 1977.— 85 с.
19. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов. Справочник. // Под ред. Стасенкова В.В., Гутмана И.С. —М.: Недра.— 1989.— 270 с.