

Министерство науки и высшего образования  
Российской Федерации

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский  
политехнический университет»

**С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина**

**НЕФТЕГАЗПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ  
И ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

*Рекомендовано  
Редакционно-издательским советом университета  
в качестве учебного пособия*

Издательство  
Пермского национального исследовательского  
политехнического университета

2021

УДК 553.982

Г16

Рецензенты:

доктор технических наук, доцент *И.С. Путилов*

(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

«ПермНИПИнефть»);

доктор технических наук, доцент *И.А. Пономарева*

(Пермский национальный исследовательский

политехнический университет)

**Галкин, С.В.**

Г16 Нефтегазопромысловая геология и основы разработки нефтяных месторождений : учеб. пособие / С.В. Галкин, Т.Б. Поплаухина. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2021. – 98 с.

ISBN 978-5-398-02611-5

Даны характеристики геологического строения нефтяных и газовых месторождений, сведения о методах оценки запасов углеводородного сырья. Рассмотрены вопросы применения геологическо-технологического моделирования и проектирования разработки месторождений нефти и газа.

Предназначено для студентов специальностей 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (бакалавриат), 21.05.02 «Геология месторождений нефти и газа» (специалитет), 21.05.05 «Физические процессы горного или нефтегазового производства», 21.05.06 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (специалитет).

УДК 553.982

ISBN 978-5-398-02611-5

© ПНИПУ, 2021

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. Общая характеристика нефтяных и газовых месторождений .....	6
1.1. Залежи, месторождения нефти и газа .....	6
1.2. Породы коллекторы и неколлекторы .....	8
1.3. Изучение формы залежей нефти и газа .....	11
2. Методы получения геолого-промысловой информации .....	12
2.1. Геологические наблюдения при бурении скважин .....	12
2.2. Исследование скважин геофизическими методами .....	13
2.3. Гидродинамические методы исследования скважин .....	14
3. Выделение коллекторов в разрезе продуктивного пласта.....	19
3.1. Определение литологического состава пород .....	19
3.2. Расчленение продуктивной части разреза.....	22
3.3. Емкостные свойства пород-коллекторов .....	24
3.4. Фильтрационные свойства пород-коллекторов.....	29
3.5. Смачиваемость горных пород .....	32
3.6. Детальная корреляция разрезов скважин .....	34
4. Запасы и ресурсы месторождений нефти и газа .....	37
4.1. Геологические и извлекаемые запасы .....	37
4.2. Классификация углеводородных запасов РКООН.....	39
4.3. Классификация углеводородных запасов PRMS.....	40
4.4. Российская классификация запасов углеводородов.....	46
4.5. Сравнительный анализ международных и российской классификаций запасов углеводородов.....	54
4.6. Геолого-промысловые характеристики залежей нефти и газа .....	55
5. Геологическое моделирование залежей углеводородов.....	58
5.1. Виды геологических моделей залежей углеводородов.....	58
5.2. Создание структурной модели сейсмических отражающих горизонтов.....	59
5.3. Построение литологической модели пластов .....	61
5.4. Моделирование фильтрационно-емкостных свойств .....	62

6. Подсчет начальных геологических запасов месторождений нефти и газа .....	64
6.1. Объемный метод подсчета геологических запасов нефти и газа .....	64
6.2. Этапы подсчета запасов нефти и газа объемным методом .....	66
6.3. Обоснование положения ВНК, ГВК .....	67
6.4. Построение карт эффективных толщин .....	70
6.5. Обоснование подсчетных параметров .....	75
7. Подсчет начальных извлекаемых запасов месторождений нефти и газа .....	76
7.1. Коэффициент извлечения нефти .....	76
7.2. Методы определения проектного коэффициента извлечения нефти .....	78
7.3. Геолого-технологическое моделирование залежей нефти .....	80
7.4. Подсчет запасов растворенного в нефти газа .....	83
7.5. Коэффициент извлечения свободного газа .....	84
8. Методические указания по выполнению контрольной работы «Подсчет запасов нефтяной залежи объемным методом» .....	85
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ. Контрольные вопросы для подготовки к экзамену .....	95

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазопромысловая геология – прикладная отрасль геологии, занимающаяся детальным изучением нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в их начальном (естественном) состоянии и в процессе разработки. При этом основной задачей ставится геологическое обоснование наиболее эффективных способов обеспечения рациональному использованию недр.

Целью изучения данного курса является подготовка специалистов в области геологического обеспечения разработки нефтяных и газовых месторождений. Базовые задачи курса состоят в освоении теоретических основ и методов изучения геологического строения продуктивных пластов, состава и свойств пластовых флюидов, определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород и запасов углеводородов в недрах, применения цифровых геологических и гидродинамических моделей нефтяных залежей, приобретения навыков проектирования разработки месторождений углеводородов.

В процессе освоения данной дисциплины студенты должны изучить природные естественные условия нефтяных и газовых месторождений, геологическое строение залежей, состав и физико-химические свойства флюидов, геолого-физические характеристики пластов-коллекторов, а также методы определения кондиционных пределов коллекторских свойств, научиться выделять категории и производить расчеты по определению запасов нефтяных и газовых месторождений, осуществлять прогнозирование уровней добычи нефти, газа и знать принципы оценки коэффициентов извлечения углеводородов с учетом геолого-технологических особенностей эксплуатационных объектов.

Для самостоятельного изучения студентам рекомендуется периодическая и учебная литература о современных достижениях науки и техники, передового отечественного и зарубежного опыта в области нефтегазопромысловой геологии, а также следует ознакомиться с профессиональной терминологией, связанной с деятельностью геологической службы в нефтегазовой отрасли.

# 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

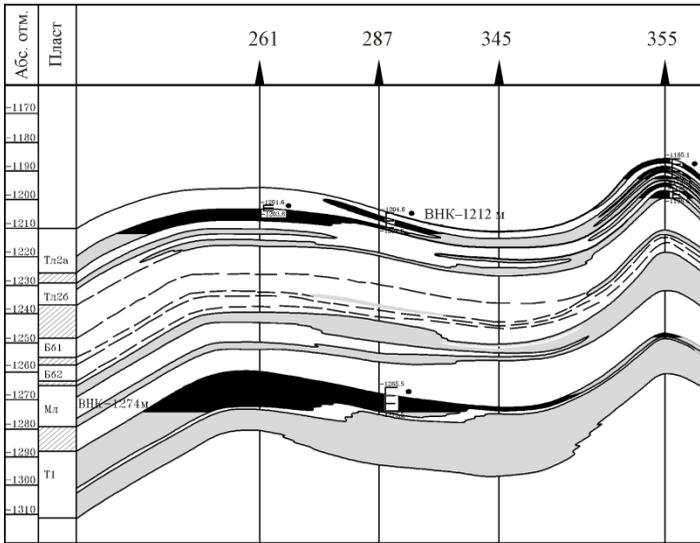
## 1.1. Залежи, месторождения нефти и газа

Залежь углеводородов – это скопление нефти, газа, конденсата и других полезных сопутствующих компонентов в едином геологическом пространстве. Залежи углеводородов (УВ) часто в структурном плане приурочены к антиклинальным формам – продуктивным локальным структурам. Залежь может относиться к одному пласту-коллектору или к нескольким сообщающимся между собой продуктивным пластам месторождения.

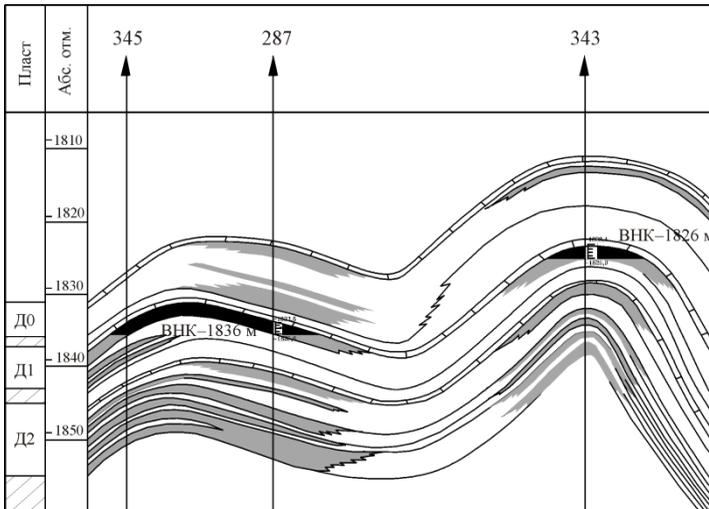
Под месторождением нефти понимается отдельная залежь или группа залежей различной стратиграфической приуроченности, залегающих в недрах одной площади и полностью или частично совпадающих в плане. В единое месторождение углеводородов в пределах границ лицензионного участка могут быть объединены несколько продуктивных структур.

Месторождение, имеющее залежи в пластах (горизонтах) разной стратиграфической принадлежности, принято называть многопластовым. Для промысловой геологии особое значение имеет расположение залежей относительно друг друга в плане. Залежь с большими размерами может сочетаться с наличием в других пластах (горизонтах) небольших залежей. Ко всем пластам разного возраста могут быть приурочены небольшие залежи, не совпадающие друг с другом в плане. Размер площади месторождения, объединяющего такие залежи, принимается по линии, оконтуривающей на поверхности расположение всех залежей.

На рис. 1 приведены геологические профили многопластового Трушниковского месторождения нефти, промышленно продуктивного в нижнекаменноугольных и верхнедевонских отложениях. Нижнекаменноугольные залежи (пласты Тл, Т) связаны со структурами облекания верхнедевонских рифов. Залежь девонских отложений залегает ниже рифовой постройки и связана со структурой тектонического генезиса.



*а*



*б*

Рис. 1. Геологические профили по нижнекаменноугольным (*а*) и девонским (*б*) отложениям Трушниковского месторождения (Пермский край)

По нижнекаменноугольному структурному плану месторождение состоит из двух локальных поднятий – Трушниковского и Юлианского, которые разделяет прогиб (скважина 345). Залежь Тл приурочена к терригенным коллекторам тульского возраста, залежь Т<sub>1</sub> – к карбонатным коллекторам турнейского возраста. Между залежами Тл и Т<sub>1</sub> залегают промежуточные водоносные пласты малиновских отложений (Мл), выше по разрезу бобриковский пласт (Бб) замещен плотными породами (см. рис. 1, а).

На Трушниковском поднятии (скважины 261 и 287) промышленные залежи относятся к пластам Тл<sub>1</sub> и Т<sub>1</sub>. Залежь пласта Тл<sub>1</sub> – пластовая, залежь пласта Т<sub>1</sub> – массивная. На Юлианском поднятии (скважина 355) в нижнекаменноугольных отложениях промышленно нефтеносны пластовые водоплавающие тульские залежи (Тл<sub>1</sub> и Тл<sub>2</sub>). Различное положение их водонефтяных контактов (–1192 м и –1199 м) свидетельствует об отсутствии между ними гидродинамической связи.

Из геологического профиля (см. рис. 1, а) видна высокая изменчивость коллекторских свойств пород Трушниковского месторождения. Например, отсутствие промышленного скопления нефти в турнейских отложениях (Т<sub>1</sub>) Юлианского поднятия связано со значительным уменьшением толщин коллекторов верхнего продуктивного пласта.

Нефтеносность девонских терригенных отложений Трушниковского поднятия связана с пластом Д<sub>1</sub> (см. рис. 1, б). Выше- и нижезалегающие пласты (Д<sub>0</sub> и Д<sub>2</sub>) на Трушниковском месторождении водонасыщены. Отсутствие залежей нефти в пластах Д<sub>0</sub> и Д<sub>2</sub> связано, очевидно, с недостаточно надежными изолирующими качествами покрышек над этими пластами.

Залежь Д<sub>1</sub> в районе скважин 287 и 345 пластовая, продуктивный пласт выклинивается в направлении скважины 343. В районе скважины 343 залежь пластовая водоплавающая, продуктивный пласт ниже водонефтяного контакта (ВНК) замещается плотными породами (см. рис. 1, б).

## **1.2. Породы коллекторы и неколекторы**

Коллектором называется горная порода, способная вмещать флюиды (нефть, газ и воду) и обеспечивать при создании перепада давлений их фильтрацию.

Фильтрацией называется движение жидкости в пористой среде. Фильтрация может быть обусловлена воздействием различных сил, основные силы – градиент давления и сила тяжести. Если в пористой среде, содержащей жидкость или газ, будет создан градиент напора, то начнется движение жидкости в направлении от большого напора к меньшему.

Поровое пространство осадочных горных пород – сложная нерегулярная система сообщающихся межзернистых пустот, в которой трудно выделить отдельные поровые каналы. Для того чтобы количественно описать движение флюидов в горных породах, вводят некоторую схематизацию пористой среды (рис. 2).

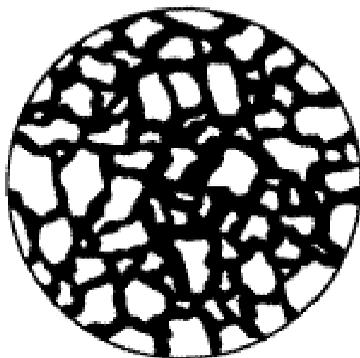


Рис. 2. Структура порового пространства горных пород

Размеры пор в горных породах составляют обычно единицы или десятки микрометров. Поэтому движение флюидов в пласте происходит с очень маленькими скоростями, порядка нескольких микрометров в секунду. При фильтрации возникает значительная сила трения. При движении флюидов в пустотном пространстве коллектора соприкосновение между твердым скелетом и жидкостью происходит по огромной поверхности (в  $1 \text{ м}^3$  пористой породы площадь поверхности пустотного пространства достигает  $10\,000 \text{ м}^2$ ). Жидкости приходится, таким образом, преодолевать огромную силу трения, а трение между жидкостью и твердым телом обусловлено вязкостью.

Поровое пространство природного пласта ввиду сложности и нерегулярности его структуры можно рассматривать как систему с большим числом однородных элементов, слабо связанных между собой. Для такого элементарного объема вводятся локальные усредненные характеристики системы «флюид – пористая среда».

Наиболее применимой является модель фиктивного грунта, при которой пористая среда представляется в виде шариков одинакового диаметра, уложенных во всем объеме единым образом. Для такой модели вводится понятие эффективного диаметра  $d_{\text{эф}}$ . Под эффективным диаметром частиц, слагающих реальную пористую среду, понимают такой диаметр шаров, образующих фиктивный грунт, при котором гидравлическое сопротивление, оказываемое фильтрующейся жидкостью в реальном и эквивалентном грунте, одинаково.

Коллекторы обладают геолого-физическими свойствами, обеспечивающими в условиях разработки месторождений физическую подвижность флюидов в их пустотном пространстве. Абсолютно непроницаемых пород не существует, однако в условиях возможных при разработке месторождений перепадов давлений многие породы практически непроницаемы для флюидов. Такие плотные породы относят к неколлекторам.

Основными задачами нефтегазопромысловой геологии являются изучение внутреннего строения залежи нефти или газа, выделение в объеме залежи геологических тел, сложенных породами-коллекторами, выделение проницаемых пропластков, различающихся по геолого-физическим характеристикам (пористости, проницаемости, продуктивности и др.). Таким образом, строение залежи определяется пространственным размещением пластов коллекторов и неколлекторов как в разрезе, так и по площади их распространения.

Естественные границы залежей наблюдаются в скважинах по резкой смене физических свойств пород. К таким границам относятся поверхности напластования, разделяющие в разрезе коллекторы и неколлекторы, зоны замещения коллекторов плотными породами, границы коллекторов с разными емкостно-фильтрационными свойствами, с разным характером насыщения пород, а также дизъюнктивные разрывные нарушения.

Условные границы принимаются по каким-либо косвенным признакам: кондиционным свойствам коллекторов; категоричности запасов; комплексу свойств, определяющих технологические показатели разработки; зонам залежей, выделенным в соответствии с системой разработки; частям залежей, принадлежащим разным недропользователям, и т.д.

### **1.3. Изучение формы залежей нефти и газа**

В изучении залежей большую роль играет моделирование их внешней формы, которая определяется положением в пространстве геологических поверхностей, ограничивающих породы различной проницаемости и насыщенности продуктивного горизонта, включенные в общий объем залежи.

К числу таких поверхностей относятся:

– кровля и подошва залежи – верхняя и нижняя структурные поверхности, отделяющие продуктивный горизонт от непроницаемых покрывающих и подстилающих пластов;

– дизъюнктивные поверхности, обуславливающие смещение разновозрастных пород относительно друг друга;

– поверхности, разделяющие коллекторы и неколлекторы по границам, связанным со сменой литологического состава пород (зоны замещения), со стратиграфическими несогласиями, и др.;

– поверхности, разделяющие части продуктивного горизонта с разным характером насыщения их флюидами, т.е. поверхности ВНК, ГВК и ГНК.

Пересекающиеся граничные поверхности образуют линии, проекции которых на карте являются границами залежи. Это могут быть линии дизъюнктивных нарушений, границы распространения коллекторов, контуры нефтегазоносности. Определение положения поверхностей и их пересечений, обуславливающих общий объем залежи, входит в общий объем процедуры геометризации залежи (выполнение измерений, вычислений и графических построений).

## 2. МЕТОДЫ ПОЛУЧЕНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЙ ИНФОРМАЦИИ

### 2.1. Геологические наблюдения при бурении скважин

Источниками первичной информации в нефтегазопромысловой геологии служат исследования нефте-, газо- и водонасыщенных пластов различными методами. Основным источником прямой информации о геолого-физических свойствах пород, составе и физико-химических свойствах флюидов служит изучение в лабораторных условиях керна, шлама, проб нефти, газа и воды.

Бурение опорных, параметрических, поисковых и разведочных скважин ведется в продуктивных пластах с обязательным отбором керна. Нормы отбора керна и детальность лабораторных исследований регламентируются «Инструкцией по отбору керна». Для отбора керна при бурении скважин используют специальные колонковые долота, которые позволяют отбирать образцы пород, сохраняя последовательность их залегания. Такое долото разбуривает забой по кольцу, сохраняя целик породы – керн.

Детальное изучение керна выполняется с целями:

- определения литологии и минерального состава горных пород;
- определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и пород-покрышек (пористости, проницаемости, коэффициента остаточной водонасыщенности);
- оценки характера насыщения пород-коллекторов и выявления признаков углеводородов;
- построения эталонных зависимостей между геофизическими параметрами и коллекторскими свойствами пород.

Бурение с отбором керна существенно увеличивает продолжительность и стоимость строительства скважин, поэтому большая часть скважин эксплуатационного фонда бурится без отбора керна. В этом случае ведется отбор и изучение шлама – раздробленных долотом кусочков породы. По шламу оперативно изучаются литологическая характеристика разреза и признаки нефтеносности. Не-

большие размеры образцов шлама делают невозможной оценку коллекторских свойств разбуренных пород.

В процессе бурения скважин производится опробование пластов, перспективных на нефть и газ. Опробование производят непосредственно после вскрытия пласта, чтобы сократить влияние промывочной жидкости на его характеристики. Для этих целей используют пластоиспытатели на бурильных трубах, которые позволяют определить, чем насыщен пласт (нефть, газ, вода), а также величину притока флюида из пласта и его фильтрационные параметры.

Отбор проб проводят в пластовых или в поверхностных условиях. Пластовые условия (давление, температура и др.) отличаются от лабораторных, поэтому свойства образцов пород и флюидов, определенные в лабораторных условиях, могут существенно отличаться от тех же свойств в пласте. Пересчет результатов лабораторных определений на пластовые условия может производиться с помощью алгоритмов (графики, эмпирические зависимости и др.), построенных на основе данных специальных исследований.

## **2.2. Исследование скважин геофизическими методами**

При изучении разреза всех пробуренных скважин применяется комплекс геофизических исследований скважин (ГИС). В процессе бурения (в открытом стволе) скважин проводится интерпретация диаграмм ГИС (каротажных диаграмм), решаются задачи изучения геологических разрезов скважин. После спуска эксплуатационной колонны основными являются геофизические исследования технического состояния ствола скважины.

Для изучения геологических разрезов в открытом стволе скважин используются электрические (метод кажущихся сопротивлений (КС), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), микрозондирование (МЗ), метод собственных потенциалов (СП)), радиоактивные (гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), гамма-гамма каротаж (ГГК), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-т)), акустические (акустический каротаж (АК)), механические (кавернометрия (КВ)) и другие методы, основанные на изучении физических естественных и искусственных полей различной природы.

Теория геофизических методов и выявленные петрофизические зависимости позволяют проводить интерпретацию результатов исследований. В итоге решаются следующие задачи:

- определение литологических характеристик пород;
- расчленение разреза и выявление геофизических реперов;
- выделение коллекторов и установление условий их залегания, толщины и коллекторских свойств;
- определение характера насыщения пород (нефтью, газом, водой);
- количественная оценка подсчетных параметров пласта (пористости, нефтенасыщенности и др.).

Для изучения технического состояния скважин применяются: инклинометрия – определение углов и азимутов искривления скважин; цементометрия – определение по данным акустического каротажа (АКЦ) высоты подъема цемента, характера его распределения в заколонном пространстве и степени сцепления с горными породами; выявление мест притоков и затрубной циркуляции вод в скважинах электрическим, термическим и радиоактивным методами.

В обсаженной скважине для решения задач контроля динамики обводнения пластов разработаны специальные методы ГИС, которые характеризуются высокой сложностью интерпретации и нуждаются в подтверждении другими видами исследований.

### **2.3. Гидродинамические методы исследования скважин**

Гидродинамические исследования скважин (ГДИ) объединяют совокупность мероприятий, направленных на измерение параметров пласта и отбор проб пластовых флюидов в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени. Гидродинамические исследования скважин применяются для определения физических свойств и продуктивности пластов-коллекторов на основе выявления характера связи дебитов скважин с пластовым и забойным давлением. Установив на основе гидродинамических исследований фактическую зависимость дебитов от перепадов давлений (депрессии), можно определить ряд параметров, характеризующих пласт и скважину.

Применяют три основных метода гидродинамических исследований: изучение процесса восстановления пластового давления, метод установившихся отборов жидкости из скважин, изучение взаимодействия (интерференции) скважин.

Интерпретация ГДИ позволяет оценить фильтрационные характеристики пластов (продуктивность, пьезопроводность, проницаемость и др.), в том числе отдельно для призабойной (ПЗП) и удаленной (УЗП) зон пласта. Различают ГДИ на установившихся режимах фильтрации – метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) и на неустановившихся режимах.

Метод снятия индикаторной диаграммы применяется с целью определения оптимального способа эксплуатации скважины, изучения влияния режима работы скважины на величину дебита. Индикаторные диаграммы строятся по данным установившихся отборов и представляют собой зависимость дебита  $q$  от забойного давления  $P_{\text{заб}}$  или депрессии на пласт  $\Delta P$  (рис. 3).

Депрессией называют разность пластового и забойного давлений:

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}. \quad (1)$$

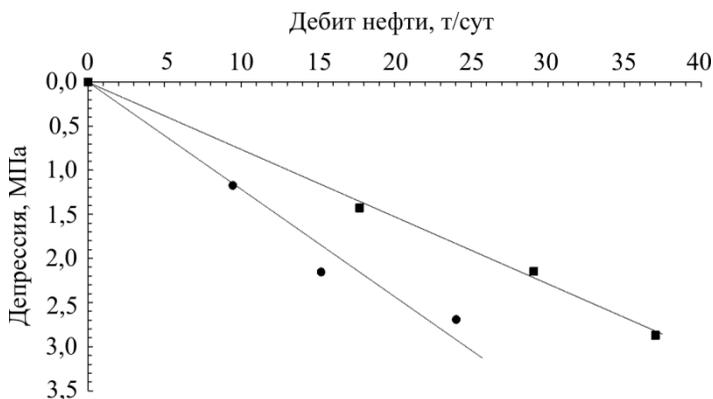


Рис. 3. Индикаторная диаграмма. Пласт Мл, Мало-Усинское месторождение нефти, скважина № 32 (Пермский край): ● – ГДИ, март 1971 г., пласт Мл1; ■ – ГДИ, июль 1974 г., пласты Мл1 + Мл2

Метод установившихся отборов применим для скважин с высокими устойчивыми дебитами и предусматривает проведение замеров на 3–5 установившихся режимах работы скважины на штуцерах с различными диаметрами. При каждом режиме измеряют забойное давление, дебиты жидкой и газообразной фаз, обводненность и др.

Основными определяемыми параметрами являются пластовое давление и коэффициент продуктивности, который рассчитывается по формуле

$$K_{\text{прод}} = q / \Delta P. \quad (2)$$

Пласт Мл исследован при фонтанном притоке нефти дважды – до и после дострела пласта Мл<sub>2</sub>. В том и другом случаях скважина исследована на трех режимах. По результатам исследований отмечается увеличение фильтрационных параметров после дострела пласта Мл<sub>2</sub> (см. рис. 3); коэффициент продуктивности скважины  $K_{\text{прод}}$  увеличился с 8,7 (т/сут)/МПа (пласт Мл<sub>1</sub>) до 13,2 (т/сут)/МПа (пласты Мл<sub>1</sub>+ Мл<sub>2</sub>).

Исследования на неустановившихся режимах включают методы кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ) или кривой притока (КП).

Каждый цикл испытания пласта с вызовом притока пластовой жидкости состоит из периода с регистрацией кривой притока (КП) и периода с регистрацией кривой восстановления давления (КВД). Для определения начального пластового давления используют КВД после кратковременного притока (первый цикл), для отбора представительной пробы пластового флюида, оценки продуктивности и гидропроводности УЗП требуется большая продолжительность притока (второй цикл).

Метод КВД применяется для скважин, фонтанирующих с высокими и устойчивыми дебитами. Исследование заключается в регистрации давления после прекращения отбора жидкости в остановленной скважине, которая была закрыта путем герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом или после ус-

тановившегося отбора. Продолжительность исследования добывающей скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта (рис. 4).

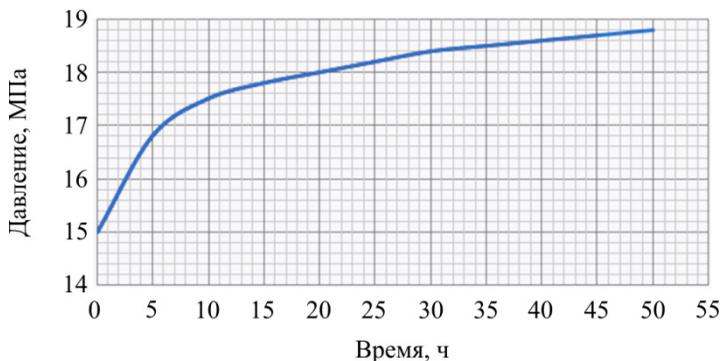


Рис. 4. Пример исследований методом кривой восстановления давления

Метод кривой восстановления уровня применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями (с низкими статическими уровнями), то есть нефонтанирующих или неустойчиво фонтанирующих. Вызов притока в таких скважинах осуществляется путем снижения уровня жидкости в стволе скважины методом компрессирования или свабирования. КВУ проводится в остановленной скважине с открытым устьем. Из пласта продолжается затухающий со временем приток, сопровождающийся подъемом уровня жидкости в стволе скважины. Производится регистрация изменения глубины динамического уровня жидкости во времени. Подъем уровня жидкости в скважине сопровождается увеличением давления на ее забое.

Для более полной оценки фильтрационных характеристик пласта необходимо комплексирование метода ИД с методом КВД в остановленной скважине. При сравнении оценок проницаемости по методам ИД и КВД судят о кольматации околоскважинной зоны пласта (наличие скин-фактора).

Гидропрослушивание осуществляется с целью изучения параметров пласта (пьезопроводность, гидропроводность), выявления зон выклинивания, тектонических нарушений и т.п. Сущность метода заключается в наблюдении за изменением уровня или давления в реагирующих скважинах, обусловленных варьированием отбора жидкости в соседних возмущающих скважинах.

Фиксируя начало прекращения или изменения отбора жидкости в возмущающей скважине и начало изменения давления в реагирующей скважине, по времени пробега волны давления от одной скважины до другой можно судить о свойствах пласта в межскважинном пространстве.

### **3. ВЫДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА**

#### **3.1. Определение литологического состава пород**

Расчленение продуктивной части разреза скважины заключается в выделении слоев различного литологического состава, в установлении последовательности их залегания и в конечном итоге в выделении коллекторов и непроницаемых разделов между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов, в котором основное место занимают геофизические методы исследования скважин. Методами ГИС в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий (поисковые, разведочные, эксплуатационные и др.). Данные ГИС увязываются с геологической информацией, включающей анализ образцов пород (шлама, керна), результаты опробования интервалов на приток, результаты исследований скважин гидродинамическими методами.

В терригенном разрезе петрофизические свойства пород во многом обусловлены глинистостью, поэтому здесь наиболее информативны показания электрических методов, методов ПС и ГК.

Глинистые породы (аргиллиты) представлены обломочными осадочными породами с размерами частиц менее 0,01 мм. На диаграммах ГИС глинистые породы уверенно выделяются по следующему комплексу признаков: высокие значения метода естественной радиоактивности ГК; низкие показания нейтронных методов НГК или ННК-т; низкие значения удельного сопротивления; положительная аномалия метода ПС; совмещение показаний сопротивлений на диаграмме микрозондов; увеличение диаметра скважины по сравнению с номинальным.

Песчаники (размер частиц от 0,1 до 1 мм), являющиеся поровыми коллекторами, выделяются в терригенном разрезе по наибольшему отклонению кривой метода ПС от линии глин и минимальной гамма-активности на кривой ГК, в пористых песчаниках отмечаются сужение диаметра скважины и положительная анома-

для сопротивлений на диаграммах микрозондов. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают крупнозернистые песчаники с преобладающим размером частиц от 0,5 до 1 мм. Для среднезернистых и мелкозернистых песчаников (с размерами частиц соответственно 0,1–0,25 и 0,25–0,5 мм) по мере уменьшения крупности зерен коллекторские свойства пород ухудшаются.

Алевриты как промежуточная по размеру частиц фракция между аргиллитами и песчаниками (от 0,01 до 0,1 мм) характеризуются и промежуточными показаниями геофизических методов. Для их пористых разностей наблюдаются повышенные показания метода ГК в сравнении с песчаниками.

Карбонатные породы (известняки и доломиты) в основном различаются по типу пустотного пространства и емкостным характеристикам. При выделении поровых коллекторов в карбонатном разрезе наиболее информативны нейтронные и акустические методы. Карбонаты характеризуются широким диапазоном изменения удельных сопротивлений, низкими значениями естественной радиоактивности, высокими значениями нейтронных методов (возрастающими с увеличением плотности породы), зависимостью величины диаметра скважины от структуры пустотного пространства (в плотных разностях  $d_c = d_n$ , в карстовых полостях  $d_c \gg d_n$ , в карбонатных породах с трещинным пустотным пространством возможно  $d_c > d_n$ , в породах с межзерновой пористостью  $d_c < d_n$ ).

Гидрохимические осадки (ангидриты, соли) характеризуются очень высокими значениями удельного сопротивления, минимальными значениями метода ГК, максимальными показаниями нейтронных методов, номинальными значениями  $d_c$ .

От полноты комплекса геофизических исследований, обоснованности его выбора для конкретных условий, освещенности разреза керном зависит степень детальности расчленения разреза скважины. При решении задач промысловой геофизики используется весь комплекс методов ГИС.

На рис. 5 приведен пример комплексной интерпретации результатов ГИС терригенных визейских отложений Майкорского месторождения.

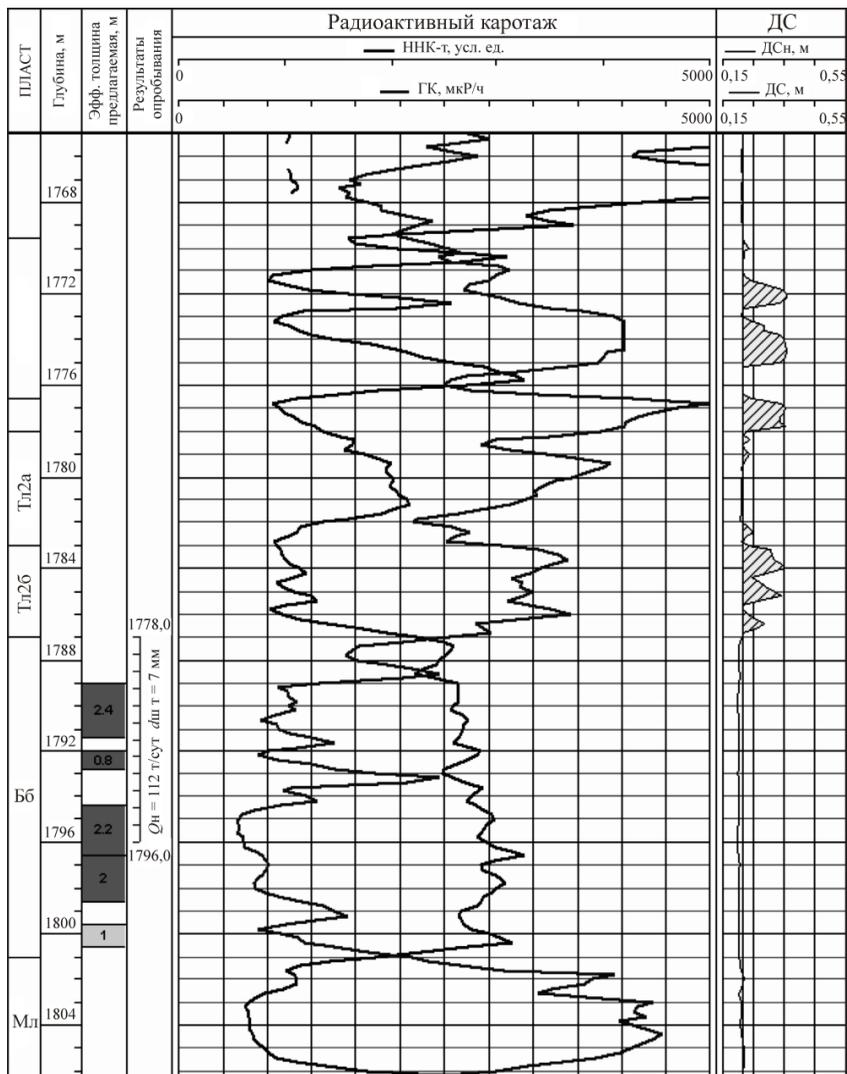


Рис. 5. Интерпретация разреза скважины по данным геофизических методов исследований. Майкорское месторождение (Пермский край)

В верхней части разреза пласт Тл представлен переслаиванием аргиллитов (высокие показания ГК, увеличение диаметра скважины)

и глинистых алевролитов (повышенные показания ГК). Продуктивность скважины связана с пластом Бб, в котором по данным интерпретации ГИС в интервале отметок глубин 1789,0–1798,4 м выделен нефтенасыщенный коллектор (низкие показания ГК, сужение диаметра скважины). В интервале отметок глубин 1792,8–1794,4 м по увеличению показаний ГК выделяется заглинизированный пропласток.

Выделение коллекторов и неколлекторов позволяет определить в каждой скважине эффективные толщины пластов. При изучении разрезов скважин выделяются: общая толщина горизонта (пласта) – расстояние от кровли до подошвы; эффективная толщина, равная общей толщине за вычетом толщины прослоев неколлекторов; нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина, равная суммарной толщине прослоев нефтенасыщенных (газонасыщенных) коллекторов.

В чисто нефтяной (газовой) зоне залежи во внутреннем контуре нефтеносности (газонасности) эффективная толщина равна нефтенасыщенной (газонасыщенной). В водонефтяной (водогазовой) зоне пласта нефтенасыщенная (газонасыщенная) толщина определяется как часть эффективной в интервале от его кровли до поверхности ВНК или ГВК.

Значения эффективной и нефтегазонасыщенной толщин в пределах площади залежи различаются, иногда довольно существенно. С целью графического представления геологической информации, отображающей распределение толщин, строятся карты изопакит (линий равных толщин).

### **3.2. Расчленение продуктивной части разреза**

Выделению коллекторов по данным ГИС способствует наличие характерных показаний на различных геофизических кривых. Интерпретация кривых наиболее достоверна при совместном использовании в комплексе геофизических и геологических исследований. При этом следует иметь в виду, что керн в ряде случаев не дает достаточно полного представления о положении границ в разрезе залежи. Это связано с низким процентом выноса керна, вследствие чего на поверхность поднимаются преимущественно более крепкие и глинистые породы, а рыхлые и сильнотрещиноватые часто разру-

шаются при бурении. Длина полученного керна может быть меньше длины интервала проходки, что затрудняет точную привязку керна к глубине.

Выделение коллекторов в терригенном и карбонатном разрезах имеет свои особенности. Песчаные и алевролитовые коллекторы в терригенных разрезах, являющиеся обычно поровыми коллекторами, выделяются наиболее надежно по совокупности следующих характеристик – наибольшему отклонению кривой метода ПС от линии глин, по минимальной гамма-активности на кривой ГК, по сужению диаметра скважины на кавернограмме в результате образования глинистой корки при фильтрации бурового раствора в проницаемую породу. Для выделения малопористых плотных песчано-алевролитовых коллекторов проводят дополнительно электрическое микрозондирование, нейтронный гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж и акустический каротаж. Для распознавания глинистых коллекторов используют следующий комплекс: амплитуды кривой ПС, удельные сопротивления, кавернограммы, кривые микрокаротажа, гамма-каротажную кривую.

Коллекторы в карбонатном разрезе имеют различную структуру пустотного пространства. Распознавание отдельных типов по геологическим и геофизическим материалам весьма сложно. Петрофизические свойства порового карбонатного коллектора близки к таким же свойствам гранулярных песчаных коллекторов. Выделение коллекторов в карбонатном разрезе в этом случае заключается в расчленении разреза на плотные и пористые породы. Основными в комплексе методов выделения пористых карбонатов являются нейтронные методы (низкие показания НГК и ННК-г в поровых разностях).

В целом можно говорить о снижении информативности показаний методов ГИС для пропластков менее одного метра, особенно для карбонатных пластов. При тонком переслаивании плотных и пористых разностей наиболее надежные результаты могут быть получены при привлечении к анализу данных микрозондирования.

Задача выделения в карбонатном разрезе трещиноватых и кавернозных пород значительно усложняется, специальные комплексы геофизических исследований и их интерпретация здесь обычно

весьма индивидуальны для конкретных пластов. Учитывая отмеченные особенности подходов к расчленению терригенного и карбонатного разрезов, для каждого конкретного объекта (продуктивного горизонта, толщи) в зависимости от литологического состава пород, слагающих разрез, толщин отдельных слоев и пластов выбирается определенный комплекс ГИС, включающий методы, наиболее информативные в конкретных условиях.

### 3.3. Емкостные свойства пород-коллекторов

Способность пород-коллекторов содержать нефть, газ и воду обуславливается наличием в породах пустот, которые могут быть представлены порами, кавернами и трещинами. Соответственно емкостные свойства коллекторов нефти и газа обуславливаются пористостью, кавернозностью и трещиноватостью.

Под пористостью горной породы понимается наличие в ней межгранулярных пор. Количественно пористость породы характеризуется коэффициентом пористости, который измеряется в долях единицы или процентах. Различают пористость общую и открытую.

Общая (абсолютная) пористость включает в себя все поры горной породы – как изолированные, так и сообщающиеся друг с другом. Коэффициентом общей пористости называется отношение суммарного объема всех пор в образце породы к объему образца:

$$K_{\text{общ.п}} = V_{\text{пор}} / V_{\text{г.п}}, \quad (3)$$

где  $K_{\text{общ.п}}$  – коэффициент общей пористости;  $V_{\text{пор}}$  – общий объем пор образца породы;  $V_{\text{г.п}}$  – объем образца горной породы.

Открытая пористость образуетея сообщающимися порами:

$$K_{\text{п}} = V_{\text{с.пор}} / V_{\text{г.п}}, \quad (4)$$

где  $K_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости;  $V_{\text{с.пор}}$  – объем сообщающихся пор образца породы;  $V_{\text{г.п}}$  – объем образца горной породы.

В нефтяной геологии необходимо знание величины именно открытой пористости, которая зависит от размеров пор и соединяющих их поровых каналов, гранулометрического состава слагающих породу частиц и степени их сцементированности. Открытая порис-

тость коллекторов нефти и газа изменяется в широких пределах – от нескольких процентов до 30 %.

Количественно  $K_n$  определяется по образцам в лаборатории или по данным геофизических исследований скважин. Наиболее тесная связь пористости с показаниями ГИС отмечается для методов сопротивления, нейтронных и акустического. Для неглинистых терригенных коллекторов оценка открытой пористости может быть произведена по методу ГК.

Сопоставив для интервалов с отбором керна значения  $K_n$  с показаниями геофизических методов, строят зависимости типа «кern – ГИС». На основе зависимостей «кern – ГИС» для всего фонда скважин, в том числе пробуренных без отбора керна, возможна объективная оценка  $K_n$ .

На рис. 6 приведен пример зависимости типа «кern – ГИС», по которой, зная показания разностного показателя  $\Delta Ig$ , возможно оценить величину  $K_n$ . Например, при значении  $\Delta Ig = 0,20$  открытая пористость коллекторов по ГИС принимается равной 18 %, для чистых от глин коллекторов  $\Delta Ig = 0$  и соответственно  $K_n = 0,25$ .

По величине поры нефтяных и газовых коллекторов условно разделяются на три группы: сверхкапиллярные – диаметром 2–0,5 мм; капиллярные – 0,5–0,0002 мм; субкапиллярные – менее 0,0002 мм.

По крупным (сверхкапиллярным) порам и каналам движение нефти, воды и газа происходит свободно, по капиллярным – при значительном участии капиллярных сил, в субкапиллярных каналах в природных условиях жидкости перемещаться не могут. Породы, пустоты в которых представлены в основном субкапиллярными порами и каналами, независимо от значения коэффициента общей пористости, практически непроницаемы для жидкостей и газов, т.е. относятся к неколлекторам (глины, глинистые сланцы, плотные известняки и др.). К поровому типу относятся практически все терригенные коллекторы. В песчаниках и алевролитах общая пористость обычно на 5–6 % больше открытой.

Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн, что свойственно карбонатным коллекторам. Следует различать породы микрока-

вернозные и макрокавернозные. К первым относятся породы с большим количеством мелких пустот в виде пор выщелачивания с диаметром каверн до 2 мм, ко вторым – с рассеянными в породе более крупными кавернами, размеры которых достигают нескольких сантиметров.

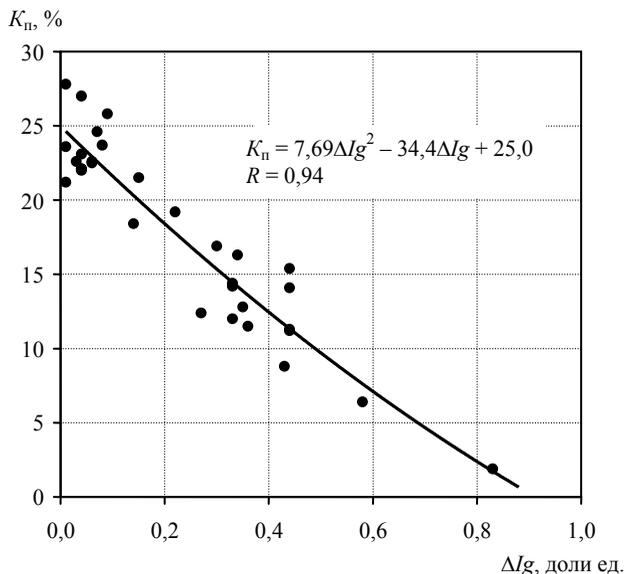


Рис. 6. Зависимость коэффициента открытой пористости от показаний метода ГК. Пласт Мл., Мало-Усинское месторождение (Пермский край)

Микрокавернозные карбонатные коллекторы на практике нередко отождествляют с поровыми, поскольку для них открытая емкость образована мелкими сообщающимися пустотами. Средняя пустотность микрокавернозных пород обычно не превышает 15 %, но может быть и больше. Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность составляет не более 1–2 %. При больших толщинах продуктивных карбонатных отложений и при такой емкости коллектора запасы залежей могут быть весьма значительными.

Микрокавернозная пустотность может быть определена как по образцам пород, так и по данным геофизических нейтронных методов. Макрокавернозная пустотность не может быть в достаточной мере отражена образцами и потому оценивается по геофизическим данным. Поскольку в процессе дренирования залежи в основном могут участвовать макрокаверны, пересеченные макротрещинами, изучение макрокавернозности следует проводить вместе с изучением трещиноватости.

Трещиноватость горных пород (трещинная емкость) обуславливается наличием в них трещин, не заполненных твердым веществом. Залежи, связанные с трещиноватыми коллекторами, приурочены большей частью к плотным карбонатным коллекторам. Наличие разветвленной сети трещин, пронизывающих эти плотные коллекторы, обеспечивает значительные притоки нефти к скважинам.

По величине раскрытости трещин выделяют макротрещины шириной более 40–50 мкм и микротрещины шириной до 40–50 мкм. Макротрещиноватость в основном свойственна карбонатным коллекторам. Трещины, влияющие на процесс фильтрации и работу скважин, в керне обычно не фиксируются, так как при отборе из таких интервалов керн распадается на части. Изучение макротрещиноватости проводят на основе визуального исследования стенок скважины по фотографиям, полученным с помощью глубинных телекамер, а также по данным гидродинамических исследований скважин.

Микротрещиноватость изучают на больших шлифах или крупных образцах кубической формы со стороной куба 5 см. Трещинная емкость пород-коллекторов составляет от долей процента до 1–2 %.

Трещиноватая порода представляет собой совокупность огромного количества элементарных геологических тел, ограниченных макротрещинами. Объем породы такого элементарного тела называют матрицей. Коллектор является чисто трещинным, если плотная матрица не содержит других пустот или содержит микротрещины. Однако матрице часто свойственно наличие пор. При этом матрица может быть малопроницаемой и дренироваться только за счет связи с макротрещинами, а может обладать и собственной достаточно высокой проницаемостью.

Наличие макротрещиноватости обеспечивает включение в процесс дренирования и каверн в кавернозном коллекторе. Таким образом, чаще всего трещины играют роль каналов фильтрации жидкости и газа, связывающих воедино все сложное пустотное пространство пород-коллекторов.

При одновременном участии в дренировании двух или всех трех видов пустот (пор, каверн, трещин) коллектор относят к типу смешанных. В чистом виде трещинные коллекторы встречаются весьма редко. Коллекторы смешанного типа более свойственны карбонатным породам.

Нефте- и газонасыщенные пласты всегда содержат некоторое количество воды, называемой остаточной. Относительное содержание этой воды в пустотном пространстве тем больше, чем меньше размер пустот и проницаемость коллектора. Остаточная вода содержится в залежах в виде молекулярно-связанной пленки на стенках пор, каверн, трещин, в изолированных пустотах и в капиллярно-связанном состоянии в непроточной части пустот. Для нефтегазопромысловый геологии интерес представляет остаточная вода, содержащаяся в открытом пустотном пространстве.

Коэффициентом нефтенасыщенности  $K_n$  (газонасыщенности  $K_g$ ) называется отношение объема нефти (газа), содержащейся в открытом пустотном пространстве, к его суммарному объему:

$$K_n = V_n / V_{c.пор}, \quad (5)$$

где  $K_n$  – коэффициент нефтенасыщенности;  $V_n$  – объем нефти в образце горной породы;  $V_{c.пор}$  – объем сообщающихся пор образца породы.

Коэффициентом водонасыщенности  $K_v$  коллектора, содержащего нефть или газ, называется отношение объема остаточной воды, содержащейся в открытом пустотном пространстве, к суммарному объему открытых пустот.

Для нефтенасыщенного коллектора  $K_n + K_v = 1$ .

При подсчете запасов нефти и газа и проектировании разработки требуется знание коэффициентов нефте- и газонасыщенности. Величину коэффициента нефтенасыщенности  $K_n$  (так же, как и  $K_g$ ) находят через содержание остаточной воды как разность:  $K_n = 1 - K_v$ .

Количество остаточной воды может быть определено способами экстрагирования образцов керна или по данным ГИС.

Содержание в породах-коллекторах остаточной воды и ее состояние оказывают большое влияние на процессы вытеснения углеводородов из пустотного объема при разработке залежей. Количество, состав и состояние остаточной воды связаны со свойствами поверхности минерального вещества, с характером пустот, со свойствами нефти, газа и самой воды.

### **3.4. Фильтрационные свойства пород-коллекторов**

Важнейшим свойством пород-коллекторов является их способность пропускать через себя жидкости и газы при создании перепада давления (депрессии). Такое свойство горных пород называют проницаемостью  $k$ .

В процессе разработки залежей в пустотном пространстве пород-коллекторов может происходить движение только нефти, газа или воды, т.е. однофазная фильтрация. При других обстоятельствах может происходить двух- или трехфазная фильтрация – совместное перемещение нефти и газа, нефти и воды, газа и воды или смеси нефти, газа и воды.

В разных условиях фильтрации проницаемость породы-коллектора для каждой фазы будет существенно иной. Поэтому для характеристики проницаемости введены понятия абсолютной, фазовой и относительной проницаемостей.

Под абсолютной понимается проницаемость, определенная при условии насыщения породы однофазным флюидом, химически инертным по отношению к ней. Для ее оценки обычно используются воздух, газ или инертная жидкость, так как физико-химические свойства пластовых жидкостей оказывают влияние на проницаемость породы. Абсолютная проницаемость зависит только от свойств самой породы.

Физический смысл проницаемости заключается в том, что она характеризует площадь сечения каналов пустотного пространства, по которым происходит движение флюидов. При оценке проницаемости используют размерность  $\text{мкм}^2$  (внесистемная единица Дарси – Д) или  $10^{-3} \text{ мкм}^2$  (мД).

Абсолютная проницаемость продуктивных нефтегазовых коллекторов колеблется в очень широких пределах – от нескольких тысячных до единиц мкм<sup>2</sup>. Среди разрабатываемых широко распространены залежи со средней проницаемостью коллекторов 0,03–1,0 мкм<sup>2</sup>.

Фазовой называется проницаемость пород для данных жидкости или газа при движении в пустотном пространстве многофазных систем. Значение ее зависит не только от физических свойств пород, но и от степени насыщенности пустотного пространства каждой из фаз и от их физико-химических свойств. Фазовая проницаемость закономерно уменьшается по мере уменьшения объемной доли данной фазы в фильтрационном потоке.

Относительной проницаемостью породы называется отношение фазовой проницаемости данной фазы к абсолютной. Экспериментально исследован характер потоков с разным сочетанием фаз. Результаты исследований обычно представляют в виде графиков зависимости относительных проницаемостей от изменяющейся в процессе разработки степени насыщенности пустотного пространства разными фазами. С ростом обводненности пластов фазовая и относительная проницаемости нефти и газа снижаются, для воды – увеличиваются.

Зависимость изменения относительных проницаемостей для нефти и воды при росте коэффициента водонасыщенности приведена на рис. 7. При  $K_v > 0,70$  фазовая проницаемость по нефти становится равной нулю, после чего нефть не участвует в процессе фильтрации. Для месторождений нефти на конец их разработки, когда продуктивный пласт интенсивно промыт водой, некоторая доля остаточных запасов нефти всегда остается в пласте.

При разведке и разработке месторождений нефти и газа проницаемость продуктивных пластов определяют по результатам гидродинамических исследований скважин или по установленным на образцах керна петрофизическим зависимостям проницаемости от пористости или нефтенасыщенности пород, с ростом которых для поровых коллекторов  $k$  увеличивается. Пример такой устойчивой зависимости  $k = f(K_n)$  приведен на рис. 8, где максимальная проницаемость ( $k > 0,1$  мкм<sup>2</sup>) характерна для коллекторов с высокой пористостью ( $K_n > 0,20$ ).

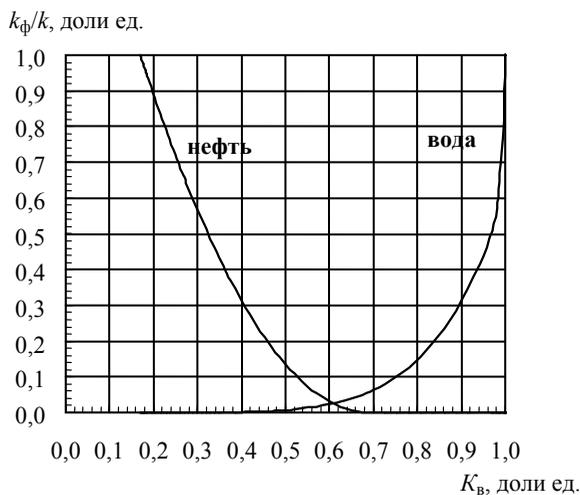


Рис. 7. Зависимость относительных проницаемостей от коэффициента водонасыщенности. Пласт Бб, Шатовское месторождение (Пермский край)

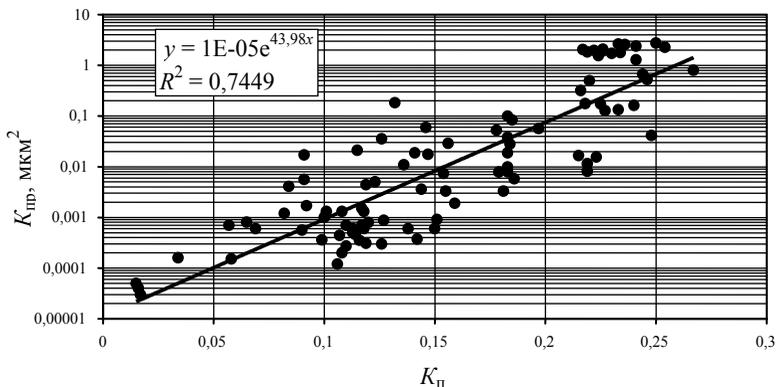


Рис. 8. Зависимость абсолютной проницаемости от коэффициента открытой пористости. Пласт Тл, Западно-Ельниковское месторождение (Удмуртия)

### 3.5. Смачиваемость горных пород

Смачиваемость указывает на предрасположенность твердого материала смачиваться определенной жидкостью при условии присутствия данного флюида. Остаточная вода может в виде тонкой пленки покрывать всю поверхность пустот. Такую поверхность называют гидрофильной (хорошо смачиваемой водой). В других случаях поверхности зерен могут не смачиваться водой вследствие адсорбции на них пленки нефти. Такие породы называют гидрофобизированными нефтью или гидрофобными.

Показатель смачиваемости не является заведомо известной характеристикой породы. Распределение гидрофобных и гидрофильных участков, их число и чередование зависят от природы породообразующих минералов, структуры порового пространства, физико-химических свойств насыщающих жидкостей и содержания в породе остаточной воды.

Породообразующие минералы преимущественно хорошо смачиваются водой, поэтому водоносные пласты преимущественно гидрофильны. Для нефтенасыщенных пластов вследствие длительного контакта нефти на поверхности породообразующих минералов происходит процесс адсорбции активных компонентов нефти. Физически процесс гидрофобизации пород заключается в разрыве (расклинивании) тонкой пленки остаточной воды в порах. Породы-коллекторы даже в пределах одной залежи могут отличаться по характеру смачиваемости.

В естественных условиях микроструктурная смачиваемость неоднородна на уровне отдельных пор и капилляров. При этом некоторые поверхности контактируют с нефтью, и водная пленка на них может быть нестабильной. Интервалы низкопроницаемых пород могут оставаться гидрофильными, тогда как соседние пласты лучше смачиваются нефтью. Даже в единичном образце керна может наблюдаться смешанная смачиваемость с проявлением разных типов поверхности. При смешанном характере смачиваемости крупные поры с большей вероятностью гидрофобны, а мелкие, окружающие точки контактов зерен породы, – гидрофильны.

Гидрофобные и гидрофильные типы коллекторов отличаются характером распределения фаз воды и нефти в поровом объеме пород. Смачиваемость поверхности горных пород влияет на процессы заводнения, капиллярную пропитку, формирование текущей нефтенасыщенности и распределение остаточных запасов.

В ряде литературных источников распространено упрощенное суждение, что в гидрофильных породах вытеснение происходит значительно лучше, чем в гидрофобных. Однако данный вывод не совсем верен. С одной стороны, при организации закачки вода действительно легче будет мигрировать в гидрофильном пласте. На начальных этапах добычи, до прорыва воды к добывающим скважинам, характеристики нефтеизвлечения гидрофильных коллекторов превышают аналогичные характеристики гидрофобных. Однако на поздних этапах после реализации заводнения в крупных порах остаются целики невытесненной нефти. В дальнейшем, когда в эти поры поступит вода, там образуется эмульсия, для которой вязкость резко возрастает. В конечном итоге это приводит к формированию невыработанных целиков нефти.

В гидрофобном пласте нефть «прилипает» к поверхности пор, что повышает шансы непрерывной фильтрации к добывающей скважине. Соответственно нефть из крупных пор вытесняется лучше.

При реализации закачки гидрофильные пласты более перспективны, так как в них выше приемистость нагнетательных скважин. В условиях заводнения пластов нарушается исходное равновесное состояние пластовой системы, и смачиваемость пород может изменяться. Это делает особо важной достоверную оценку смачиваемости именно для залежей, разрабатываемых с поддержанием пластового давления путем закачки воды в нагнетательные скважины.

Известно достаточно много методов определения смачиваемости (метод Амотта, адсорбционные методы, метод центрифугирования, кривых капиллярного давления, изометрической сушки). В Пермском крае наибольшее распространение приобрел метод капиллярного давления и центрифугирования (метод Тульбовича). Сущность метода состоит во взаимозависимости вытесняемых объ-

емов углеводородной и водной фаз за счет проявления капиллярных сил и гидродинамического давления. Количественной оценкой является показатель смачиваемости  $M$ , ранжирующий породы по линейной шкале от абсолютно гидрофобных ( $M = 0$ ) до гидрофильных ( $M = 1$ ). Показатель  $M$  указывает на предпочтение породы смачиваться водой и керосином.

### **3.6. Детальная корреляция разрезов скважин**

В строении осадочной толщи, в том числе и продуктивных отложений, принимают участие породы, различающиеся по времени образования, литологическому составу, коллекторским свойствам и т.п. Осадочные породы обладают свойством слоистости и располагаются в геологическом разрезе в определенной последовательности чередования пачек, пластов, слоев с разными свойствами.

Выделение в разрезе и прослеживание по площади на основе сопоставления разрезов скважин одноименных комплексов, горизонтов и пластов, выяснение условий их залегания, степени постоянства состава и толщины осуществляют с помощью корреляции разрезов скважин. При выполнении корреляции за основу берутся: интерпретация геофизических исследований скважин, данные исследований керна и опробования скважин. В зависимости от решаемых задач различают региональную, общую и детальную корреляцию.

Региональную корреляцию проводят в пределах региона или бассейна седиментации в целях стратиграфического расчленения разреза, определения последовательности напластования литолого-стратиграфических комплексов, выявления несогласий в залегании пород. Результаты региональной корреляции используют при решении поисковых задач и в качестве основы для общей корреляции.

Общую корреляцию выполняют в пределах месторождений с целью выделения в разрезах скважин одноименных стратиграфических свит, литологических пачек, продуктивных и маркирующих

горизонтов. При общей корреляции сопоставляются разрезы скважин по всей вскрытой толщине от их устьев до забоев.

Детальную корреляцию проводят для продуктивной части разреза на стадии подготовки залежи к разработке и в период разработки. Основная задача детальной корреляции – обеспечить построение модели, адекватной реальному геологическому объекту. При этом должны быть решены задачи выделения границ продуктивного пласта, определения его расчлененности на пропластки, выявления соотношений в залегании проницаемых и непроницаемых пород, характера изменчивости по площади каждого отдельного пласта и др.

Корреляция часто бывает затруднена из-за литолого-фациальной изменчивости по площади прослоев пород. Особенно подвержены литолого-фациальной изменчивости песчаные коллекторы, которые могут полностью или частично замещаться алевролитами, глинистыми алевролитами, а нередко и глинами.

В карбонатных разрезах границы между выделенными пропластками могут становиться нечеткими вследствие вторичных процессов. Поэтому детальная корреляция разрезов, образованных карбонатными отложениями, особенно сложна. Пример построения корреляционной схемы для карбонатных отложений приведен на рис. 9. Из рис. 9 видно, что пласт Т не выдержан по толщине. Максимальные общие толщины он имеет в скважинах 257, 292, минимальную толщину – в скважине 183.

При детальной корреляции особое значение имеет выделение в разрезе реперов и реперных границ. Репером называется выдержанный по площади и по толщине пласт, литологически отличающийся от выше- и нижележащих пород и четко фиксируемый на диаграммах ГИС.

Иногда на диаграммах четко фиксируется только одна граница пласта (его подошва или кровля). Хорошими реперами являются прослои, представленные глинами (аргиллитами), так как обычно они залегают на значительной площади и имеют четко выраженные граничные поверхности. На диаграммах ГИС глины четко фиксируются по кавернограммам, кривым ПС и ГК.

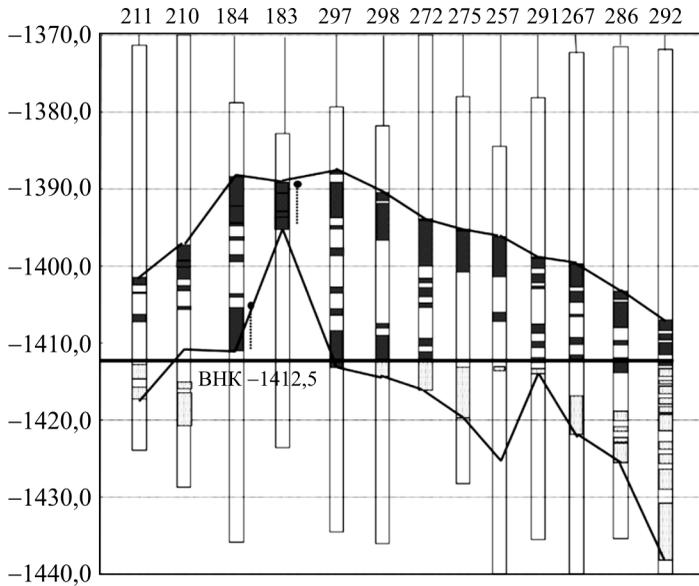


Рис. 9. Корреляционная схема. Пласт Т, Падунское месторождение (Пермский край); насыщение: ■ – нефть, □ – вода, ..... – перфорация; результаты опробования: • – нефть

На основе детальной корреляции выполняются все геологические построения, отображающие строение залежей нефти и газа. От правильного ее проведения во многом зависят точность подсчета запасов, обоснованность принимаемых при разработке технологических решений, надежность прогноза конечного нефтеизвлечения и др.

## 4. ЗАПАСЫ И РЕСУРСЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

### 4.1. Геологические и извлекаемые запасы

Масса нефти и конденсата (тыс. т) и объем газа (млн м<sup>3</sup>) на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным условиям, называются запасами.

Запасы углеводородов оцениваются на начальный период до начала разработки месторождения. При оценке месторождений нефти, газа и конденсата подсчитываются все находящиеся в недрах запасы – начальные геологические запасы (НГЗ), а также та их часть, которая может быть извлечена из недр при современном уровне технологии добычи с соблюдением требований охраны недр и окружающей среды – начальные извлекаемые запасы (НИЗ).

Коэффициент извлечения нефти (КИН) показывает долю запасов, которую можно извлечь из недр при современном уровне технологии добычи, и определяется как отношение величин извлекаемых запасов к геологическим:

$$\text{КИН} = \text{НИЗ} / \text{НГЗ}. \quad (6)$$

Основным при подсчете геологических запасов нефти и газа является объемный метод (см. главу 6), порядок применения которого регламентируются соответствующими документами и инструкциями, утвержденными МПР РФ.

В процессе разработки на любой момент времени за вычетом накопленной добычи ( $\text{ДОБ}_{\text{нак}}$ ) могут быть рассчитаны остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ):

$$\text{ОИЗ} = \text{НИЗ} - \text{ДОБ}_{\text{нак}}. \quad (7)$$

Изучение потенциально нефтегазоносных объектов направлено на их локализацию и выявление залежей нефти и газа. До того момента, пока первая скважина не вскрыла продуктивный пласт, можно лишь предполагать наличие в нем залежи углеводородов, что устанавливается опробованием или с помощью комплекса промысло-

во-геофизических и других исследований. Факт установления продуктивности горизонтов и пластов, т.е. факт получения нефти, конденсата, газа, служит границей, разделяющей запасы и ресурсы.

Как собственник недр государство ведет учет принадлежащих ему полезных ископаемых. С целью учета состояния минерально-сырьевой базы ведется государственный баланс запасов полезных ископаемых, который содержит сведения о количестве, качестве и степени изученности запасов и ресурсов каждого вида полезных ископаемых, а также об их размещении, степени промышленного освоения, добыче, потерях и обеспеченности промышленности разведанными запасами.

Находящиеся в недрах запасы нефти, газа, конденсата и содержащиеся в них компоненты, имеющие промышленное значение, относят к балансовым геологическим запасам.

Извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата – часть геологических запасов, которая может быть извлечена из недр при использовании современных технических средств и технологий добычи, с учетом экономической рентабельности и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

На протяжении XX в. были разработаны много различных систем классификации запасов и ресурсов, отражающих различные физические характеристики, а также географическое и социально-экономическое разнообразие районов их добычи. Совсем недавно с установлением глобализации торговли сырьем и финансовых рынков стало общепринятым мнение об исключительной выгоды гармонизированной рамочной системы классификации.

Ниже рассмотрены основные классификации жидких и газообразных углеводородных запасов и ресурсов:

1. Рамочная классификация ООН (РКООН) (редакция 2009 г.): [http://www.unecce.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/unfc2009\\_report\\_r.pdf](http://www.unecce.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/unfc2009_report_r.pdf)

2. Система управления ресурсами углеводородов PRMS (редакция 2018 г.): [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf)

3. Российская «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» (редакция 2013 г.): [http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie\\_rekomendacii\\_po\\_primeneniyu\\_nkz\\_utverzhdennye.pdf](http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf)

## **4.2. Классификация углеводородных запасов РКООН**

Рамочная классификация ООН (РКООН-2009) разработана с учетом всех ископаемых энергетических и минеральных ископаемых ресурсов, залегающих на поверхности или в недрах земли. Она создана для удовлетворения в максимально возможной степени потребностей, связанных с энергетическими и минеральными исследованиями, управлением ресурсами, корпоративными бизнес-процессами и со стандартами финансовой отчетности.

РКООН-2009 является универсальной системой, в которой количества классифицируются на основе трех фундаментальных критериев:

- экономической и социальной жизнеспособностью проекта (E),
- статуса и обоснованности проекта освоения месторождения (F),
- геологической изученностью (G).

Критерии используются с числовой системой кодификации. Комбинации этих трех критериев создают трехмерную систему. Например, E1, F2, G4.

Первая группа категорий (ось E) определяет степень благоприятности социальных и экономических условий для коммерческой жизнеспособности проекта, включая рыночные цены и соответствующие юридические, нормативные, природоохранные и контрактные условия.

Вторая группа категорий (ось F) определяет степень проработки исследований и принятых обязательств, необходимых для реализации планов горных работ или проектов разработки месторождений. Они охватывают область от ранних геологоразведочных работ, проведенных до подтверждения наличия месторождения или залежей, и до проекта, в соответствии с которым происходит добыча и продажа сырья; они отражают стандартные принципы управления производственно-сбытовой цепочкой.

Третья группа категорий (ось G) определяет степень достоверности геологической информации и возможность извлечения соответствующих количеств сырья.

Категории и подкатегории являются основанием системы и объединяются в «классы». Визуально РКООН-2009 можно представить в трехмерном виде, как это показано на рис. 10

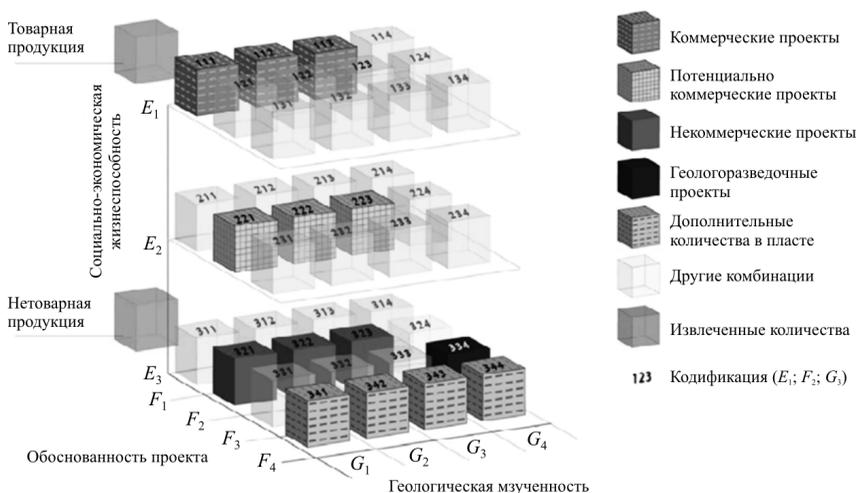


Рис. 10. Категории классификация РКООН-2009

Класс определяется путем выбора в каждом из трех критериев конкретной комбинации категорий. Кодовые обозначения всегда следуют в одинаковом порядке E; F; G, буквы можно опустить и сохранить только числа. Числовой код, определяющий класс, будет при этом одинаковым для всех государств, использующих арабские цифры.

### 4.3. Классификация углеводородных запасов PRMS

Система управления ресурсами углеводородов (Petroleum Resources Management System) или PRMS подготовлена при участии Общества инженеров-нефтяников (SPE), Всемирного нефтяного совета (WPC), Американской ассоциации геологов-нефтяников (AAPG), Общества инженеров по оценке запасов нефти и газа

(SPEE), Общества геофизиков-разведчиков (SEG), Общества петрофизиков и интерпретаторов каротажных диаграмм (SPWLA), Европейской ассоциации геологов и инженеров (EAGE)

В настоящее время определения PRMS и связанную с ними систему классификации широко используют в мире в соответствии с требованиями поддержки нефтегазовых проектов или управления портфелями активов. На PRMS опираются в целях государственной отчетности и регуляторного раскрытия информации в разных юрисдикциях. В указанных выше целях она предоставляет технические условия для углеводородов в контексте Рамочной классификации ресурсов ООН (UNFC), которые учитывают специфику данного ресурса. Эти определения обеспечивают единую меру сопоставления, позволяют снизить влияние субъективности при оценке ресурсов и направлены на повышение прозрачности в международном общении по вопросам ресурсов углеводородов.

Под углеводородами в PRMS понимают природные смеси, состоящие из углеводородов в газообразном, жидком или твердом состоянии. Они также могут содержать и неуглеводородные компоненты, такие как наиболее часто встречающийся углекислый газ, азот, сероводород или сера.

Термин «ресурсы», используемый в настоящем документе, охватывает все количества УВ, естественно залегающие в земной коре или на поверхности, как открытые, так и неоткрытые (как извлекаемые, так и неизвлекаемые), а также уже добытые объемы природного сырья. В этот перечень в том числе включаются все виды УВ, независимо от того, относят ли их в настоящее время к традиционным или нетрадиционным ресурсам.

Система классификации ресурсов PRMS представлена графически на рис. 11. Согласно системе, ресурсы разделены на открытые и неоткрытые, в которых далее выделены классы извлекаемых ресурсов: добыча; запасы; условные и перспективные ресурсы; неизвлекаемые углеводороды.

Горизонтальная ось схемы отражает при реализации проекта диапазон неопределенности в оценках количеств потенциально извлекаемых УВ. Вертикальная ось отражает шансы коммерческой

реализации проекта – вероятность того, что будет принято решение о реализации проекта, и он достигнет стадии коммерческой добычи.

Ниже приведены определения основных ресурсных классов согласно классификации PRMS.

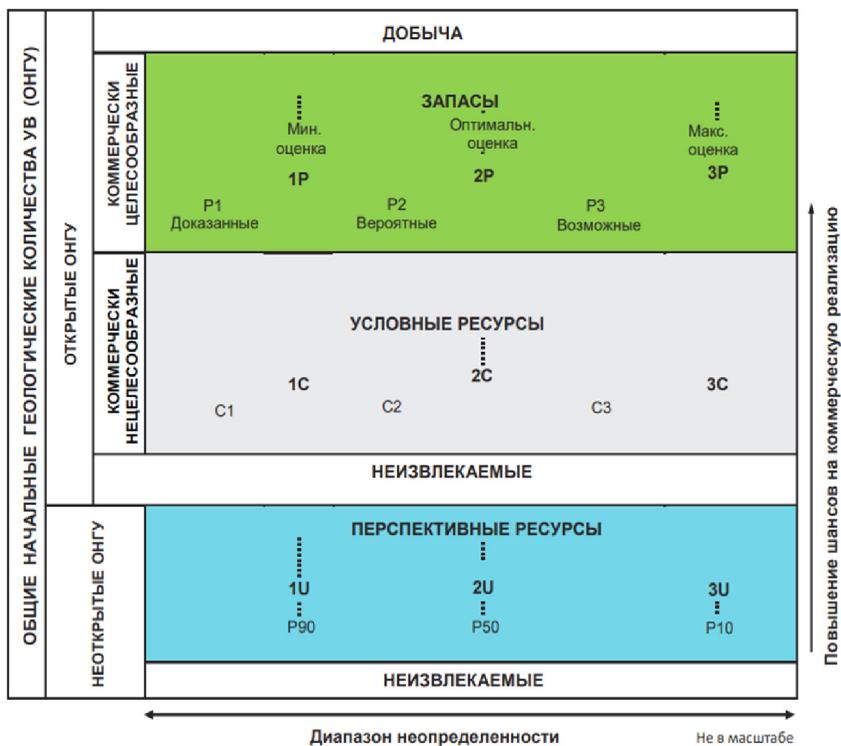


Рис. 11. Схема классификации ресурсов углеводородов PRMS

Класс А включает общие начальные геологические количество УВ (ОНГУ), т.е. суммарные количества УВ до начала добычи, оцененные как первоначально содержащиеся в природных скоплениях, открытых и неоткрытых.

Класс В включает открытые к текущему моменту ОНГУ – количества УВ, содержащихся, согласно оценке на определенную дату, в известных скоплениях до начала добычи.

Класс С включает накопленное количество (добычу) УВ, извлеченное на определенную дату.

Проекты должны быть подразделены на коммерчески целесообразные, коммерчески нецелесообразные и неоткрытые. Оцененные извлекаемые количества УВ, согласно PRMS, отнесены к классам запасов; условных ресурсов; перспективных ресурсов.

Запасы – это количества УВ, которые предполагается коммерчески извлечь в результате реализации проектов разработки известных залежей с заданной даты при определенных условиях. Извлечение запасов при реализации конкретного проекта разработки должно быть коммерчески целесообразно.

Условные ресурсы – это количества УВ, оцениваемые на определенную дату как потенциально извлекаемые из известных залежей при реализации проекта разработки, который не считается в настоящее время коммерчески целесообразным из-за наличия одного или нескольких условных ограничений. К условным ресурсам могут относиться проекты, для которых в настоящее время нет подходящего рынка сбыта продукции или коммерческая эффективность добычи зависит от технологии, находящейся в разработке.

Перспективные ресурсы – это количества УВ, оцениваемые на определенную дату как потенциально извлекаемые из неоткрытых залежей в результате реализации будущих проектов разработки. Перспективные ресурсы сопряжены как с шансами на геологическое открытие, так и с шансами на ввод в разработку.

Неоткрытые ОНГУ – это количества УВ, которые, согласно оценке, на определенную дату содержатся в залежах, которые еще предстоит открыть.

Неизвлекаемые ресурсы – это та часть открытых или неоткрытых количеств ОНГУ, которую оценивают, как не извлекаемую в результате реализации определенного на конкретную дату проекта разработки. Некоторая часть этих количеств может в будущем стать извлекаемой по мере изменения коммерческих обстоятельств, развития технологий или получения дополнительной информации. Оставшаяся часть может навсегда остаться неизвлеченной в силу проявления тех физико-химических ограничений, которые обусловлены внутрипластовым взаимодействием флюидов и пород-коллекторов.

Согласно классификации PRMS проекты разработки и сопутствующие им извлекаемые количества УВ можно отнести к различным подклассам в соответствии с уровнем зрелости проекта и теми действиями (бизнес-решениями), которые необходимы для его продвижения к стадии коммерческой добычи (рис. 12).

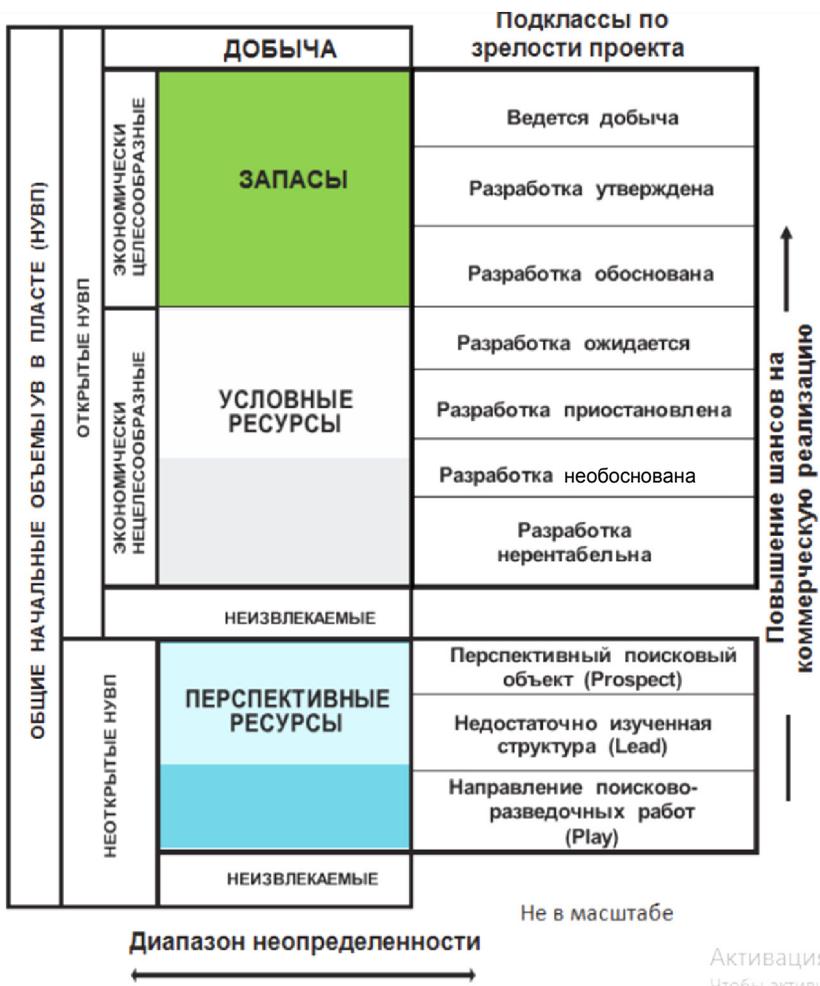


Рис. 12. Подклассы по коммерческой зрелости проекта согласно классификации ресурсов углеводородов PRMS

Если проект отвечает критериям коммерческой зрелости, приведенным на рис. 12, то соответствующие ему извлекаемые количества УВ относятся к классу запасов. Эти количества могут подразделяться в зависимости от необходимого финансирования и технического состояния скважин и связанных с ними объектов обустройства в рамках проекта разработки залежи на категории, рассмотренные ниже.

Разбуренные запасы – это количества УВ, которые ожидается извлечь с помощью имеющихся скважин и объектов обустройства. (Developed Reserves). Данный класс подразделяется на категории запасов:

– запасы PDP (Developed Producing Reserves) – разбуренные эксплуатируемые запасы, которые ожидается извлечь из интервалов, которые на дату выполнения оценки перфорированы и дают добычу;

– запасы PDNP (Developed Non-Producing Reserves) – разбуренные неэксплуатируемые запасы, включающие «законсервированные» запасы, для освоения которых требуются относительно небольшие затраты. К таким можно отнести, например, затраты на освоение и перфорацию уже пробуренных скважин.

Неразбуренные запасы PUD (Undeveloped Reserves) – это количества УВ, которые ожидается извлечь за счет будущих крупных инвестиций. Крупными инвестициями будут считаться расходы, сопоставимые с затратами на бурение и заканчивание новой скважины.

Неопределенности в определении извлекаемых количеств УВ по проекту при классификации PRMS выражаются с помощью следующих категорий. Для категории запасов доказанные обозначаются как P1, вероятные – как P2, возможные – как P3. Для представления оцененных количеств в данном случае дополнительно рассчитывают минимальную, оптимальную и максимальную оценку запасов.

Для условных ресурсов соответственно принимаются обозначения – 1C, 2C, 3C, для перспективных ресурсов – 1U, 2U, 3U.

Экономическая оценка ресурсов на основе проектов опирается на прогноз будущей добычи и связанного с ней чистого потока де-

нежных средств для каждого проекта по состоянию на дату оценки, включая большой объем экономических указаний по оценке ресурсов и составлению отчетности.

#### **4.4. Российская классификация запасов углеводородов**

Российская «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденная приказом Минприроды России от 1 ноября 2013 г. № 477, введена в действие с 1 января 2016 г.

В классификации категории запасов нефти и газа устанавливаются на основе степени геологической изученности и промышленного освоения месторождения.

Критериями выделения категорий запасов по степени геологической изученности являются изученность геологического строения и нефтегазоносности залежи сейсмическими и другими полевыми геофизическими исследованиями, бурением, геофизическими методами, промысловыми и аналитическими исследованиями, позволяющими осуществить подсчет запасов и составить проектный документ на разработку месторождений на основе геологической и фильтрационной моделей залежи.

Для нефтяных залежей, содержащих традиционные запасы углеводородов, основным методом подсчета геологических запасов нефти и растворенного газа является объемный метод. Подсчет и учет запасов различных категорий ведется отдельно.

Условные обозначения для скважин различного назначения, принятые в руководящем документе «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов», приведены на рис. 13.

По степени промышленного освоения выделяются запасы залежей разрабатываемых и разведываемых месторождений.

Запасы залежей разрабатываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на три категории: категория А (разбуренные, разрабатываемые), категория В1 (разрабатываемые отдельными скважинами, не разбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке), категория В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные).

	Поисковая скважина, давшая приток УВС
	Поисковая законтурная скважина, давшая приток воды
	Разведочная скважина, давшая приток УВС
	Разведочная неопробованная скважина, продуктивная по ГИС
	Эксплуатационная, продуктивная по ГИС
	Эксплуатационная скважина, давшая приток УВС
	Нагнетательная скважина
	Внешний контур нефтеносности

Активация Windd  
Чтобы активировать V

Рис. 13. Условные обозначения, принятые в «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов»

Запасы залежей разведываемых месторождений, не введенных в промышленную разработку, по степени геологической изученности подразделяются на две категории: категория С1 (разведанные), категория С2 (оцененные).

Запасы категории А (разбуренные, разрабатываемые) – разбуренные эксплуатационной сеткой скважин и разрабатываемые в соответствии с утвержденным в установленном порядке проектным документом на разработку месторождения (технологической схемой разработки или дополнением к ней; технологическим проектом разработки или дополнением к нему).

Границы запасов категории А (рис. 14) устанавливаются для:

- разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами;
- разрабатываемой залежи, частично разбуренной эксплуатационными скважинами, – на расстоянии, равном половине шага сетки эксплуатационных скважин  $0,5L$ ;
- залежей, разрабатываемых в том числе скважинами с горизонтальными, субгоризонтальными и пологими окончаниями забоя, границы категории А проводятся на всем протяжении ствола скважины на расстоянии  $0,5L$ .

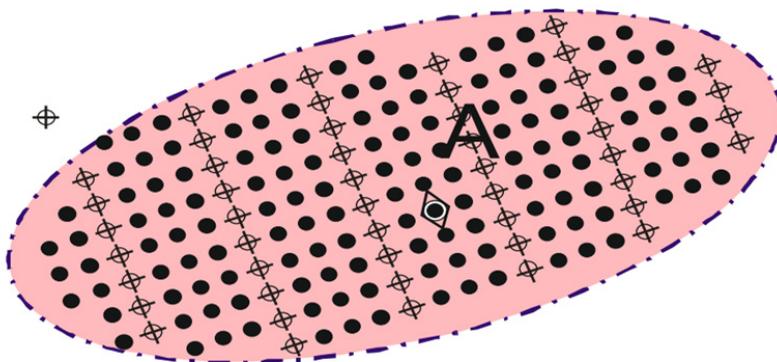


Рис. 14. Выделение запасов категории А разрабатываемой залежи, полностью разбуренной эксплуатационными скважинами

Запасы категории В1 (разрабатываемые отдельными скважинами, не разбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разведанные, подготовленные к промышленной разработке) выделяются и подсчитываются в залежах или их частях, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых планируется в соответствии с утвержденным проектным документом, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими предварительную апробацию в установленном порядке. Также к категории В1 относятся запасы, подсчитанные по данным поисковых, разведочных или углубленных эксплуатационных скважин, давших в колонне промышленные притоки нефти или газа. При этом отдельные скважины могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным геофизических и геологических исследований, а также по результатам исследований керна.

К запасам категории В1 (рис. 15) относят площади:

- неразбуренных частей разрабатываемой залежи, непосредственно примыкающих к участкам запасов категории А на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки –  $2L$ ;

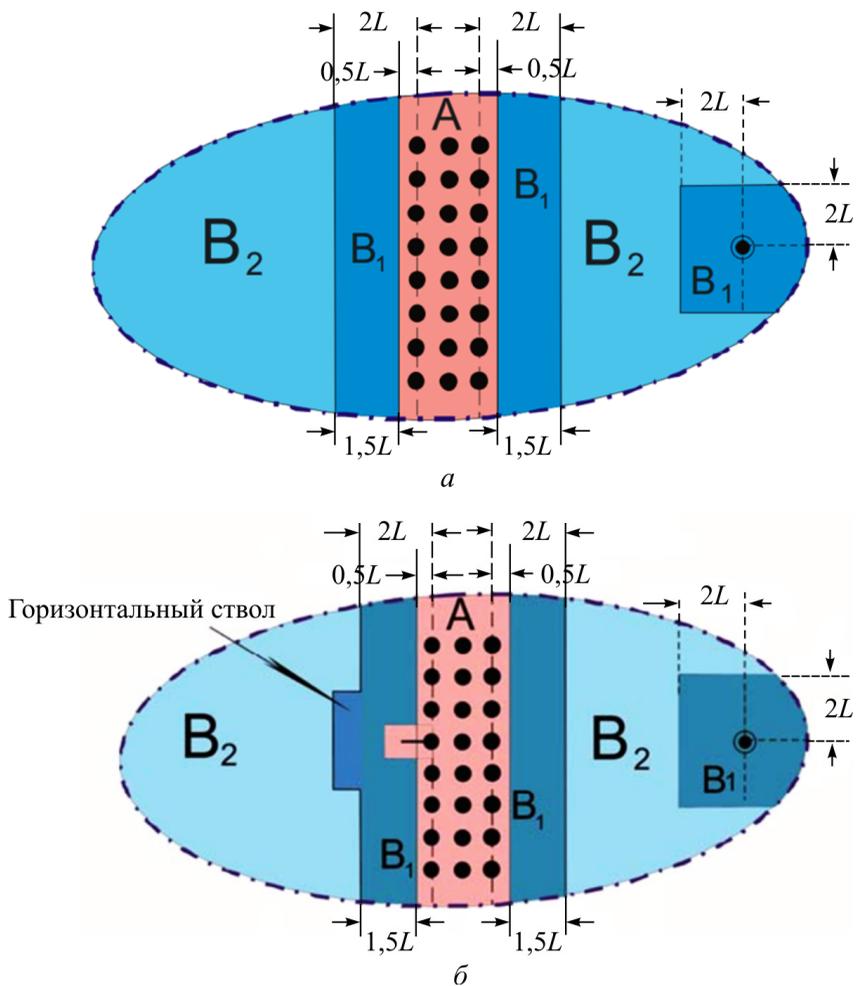


Рис. 15. Выделение запасов категорий А, В<sub>1</sub> и В<sub>2</sub> на разрабатываемой залежи: *а* – частично разбуренной эксплуатационными скважинами; *б* – частично разбуренной эксплуатационными скважинами и скважинами с горизонтальным окончанием

- частей залежи разрабатываемого месторождения, разбуренных поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими промышленные притоки нефти или газа при опробовании в колонне или опробованными испытателем пластов в процессе бурения на расстоянии, равном двойному шагу эксплуатационной сетки –  $2L$  от скважины в сторону неизученной части залежи.

Отдельно расположенные не опробованные разведочные скважины в категорию В1 не включаются.

Запасы категории В2 (неразбуренные, оцененные) выделяются и подсчитываются на неизученных частях залежей разрабатываемых месторождений, не разбуренных эксплуатационными скважинами, разработка которых проектируется в соответствии с утвержденным проектным документом

К запасам категории В2 (см. рис. 15) относят:

- неразбуренные участки разрабатываемых залежей между внешним контуром нефтегазоносности и границами участков запасов категории В1;

- неразрабатываемую залежь разрабатываемого месторождения, изученную по материалам промыслово-геофизических исследований в транзитных неопробованных эксплуатационных скважинах.

Запасы залежей разведываемых месторождений, не введенных в промышленную разработку, по степени геологической изученности подразделяются на категории: С1 (разведанные) и С2 (оцененные) (рис. 16).

Запасы категории С1 (разведанные) выделяются и подсчитываются на залежи или части залежи, на которых может осуществляться пробная эксплуатация отдельных скважин или пробная эксплуатация участка залежи. Залежи изучаются сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в установленном порядке, и разбурены поисковыми, оценочными, разведочными скважинами, давшими в колонне притоки нефти или газа.

При этом отдельные скважины, расположенные рядом с опробованными скважинами, могут быть не опробованы, но продуктивность их предполагается по данным ГИС и исследований керна.

Границы запасов категории С1 устанавливаются (см. рис. 16):

- в районе параметрических, поисковых и разведочных скважин, нефтегазоносность в которых установлена по результатам испытаний скважин, давших в колонне промышленные притоки нефти и газа;
- в сторону неизученной части залежи на расстоянии двойного шага эксплуатационной сетки ( $2L$ ), согласованных в установленном порядке в проектных документах для аналогичных залежей разрабатываемых месторождений.

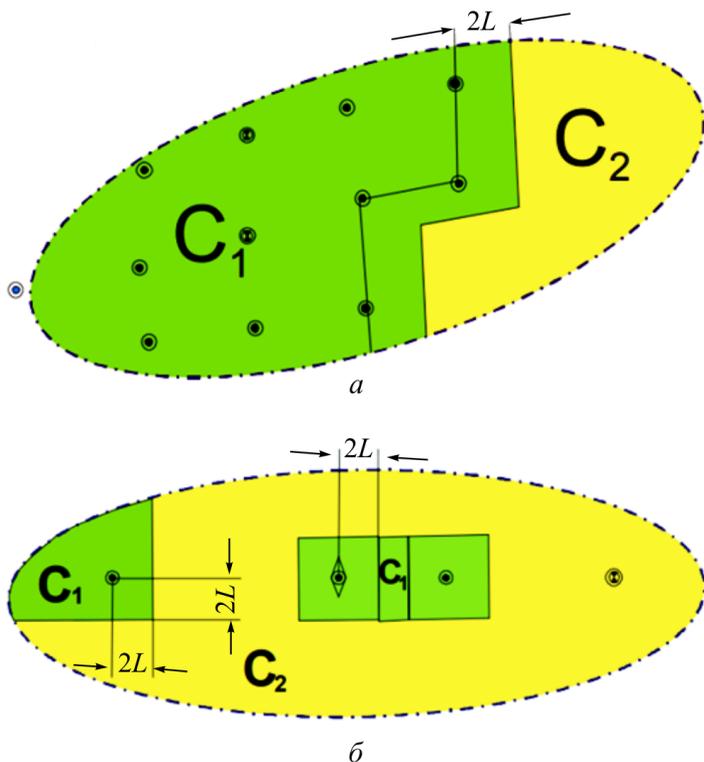


Рис. 16. Выделение запасов категории С1 и С2 на разведываемых залежах

К категории С2 относятся запасы залежей или частей залежей разведываемых месторождений, изученных сейсморазведкой или иными высокоточными методами, прошедшими апробацию в уста-

новленном порядке, наличие которых обосновано данными геологических и геофизических исследований и испытанием отдельных скважин в процессе бурения. Если все скважины в пределах залежи испытаны в процессе бурения испытателем пластов на кабеле, то ее запасы относятся к категории С2.

При графическом отображении площадей в границах различных категорий запасов используется следующая цветовая гамма: для категории А – светло-красный цвет; для категории В1 – светло-синий цвет; для категории В2 – голубой цвет; для категории С1 – светло-зеленый цвет; для категории С2 – желтый цвет.

Наряду с выявленными залежами в нефтегазоносных пластах, а также в литолого-стратиграфических комплексах объектов, не изученных поисковым бурением, могут содержаться скопления УВ, наличие которых предполагается на основании площадных геолого-геофизических исследований (прежде всего сейсморазведка) и сложившихся представлений о геологическом строении. Это предполагаемые залежи в не вскрытых бурением пластах на установленных месторождениях или на подготовленных к бурению площадях, а также в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью. До того момента, пока первая скважина не вскрыла продуктивный пласт, можно лишь предполагать наличие в нем залежи углеводородов. Поэтому границей, разделяющей ресурсы от запасов, является факт выявления залежей на основе получения промышленного притока углеводородов.

Ресурсы, согласно российской классификации, определяются как масса нефти и конденсата (тыс. т) и объем газа (млн м<sup>3</sup>) на дату оценки, приведенные к стандартным условиям, но не вскрытые бурением и не опробованные испытанием пластов на установленных месторождениях или на подготовленных к бурению площадях, а также в литолого-стратиграфических комплексах с доказанной и предполагаемой нефтегазоносностью.

Выделение категорий ресурсов нефти и газа осуществляется по степени геологической изученности объектов и их перспектив нефтегазоносности. Ресурсы нефти и газа по степени геологической изученности и обоснованности подразделяются на четыре категории: ка-

тегория D0 (подготовленные), категория Дл (локализованные), категория D1 (перспективные), категория D2 (прогнозируемые). Оценка и учет ресурсов различных категорий ведется раздельно.

Ресурсы категории D0 выделяются на подготовленных к бурению ловушках в районах с доказанной промышленной нефтегазоносностью и в не вскрытых бурением возможно продуктивных пластах открытых месторождений. Основанием для постановки поискового бурения на площади является наличие структуры, подготовленной комплексом геолого-геофизических исследований (прежде всего сейсморазведка 2D и 3D) для глубокого бурения в соответствии с действующими требованиями и сделанной оценкой подготовленных ресурсов категории D0.

Локализованные ресурсы нефти и газа (категория Дл) – оцениваются в возможно продуктивных пластах в ловушках, выявленных по результатам поисковых геологических и геофизических исследований в пределах районов с доказанной и предполагаемой промышленной нефтегазоносностью. Локализованные ресурсы нефти и газа используются при планировании геологоразведочных работ с целью подготовки наиболее перспективных объектов для проведения площадных геофизических работ.

Категория D1 (перспективные) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических горизонтов и комплексов с доказанной промышленной нефтегазоносностью в пределах крупных региональных структур первого порядка. Количественная оценка перспективных ресурсов проводится по результатам региональных геологических, геофизических, геохимических исследований и по аналогии с изученными месторождениями, открытыми в пределах оцениваемого региона в соответствии с действующим на момент оценки методическим руководством по количественной оценке ресурсов нефти, газа и конденсата.

Категория D2 (прогнозируемые) – ресурсы нефти, газа и конденсата литолого-стратиграфических комплексов, оцениваемые в пределах крупных региональных структур первого порядка, промышленная нефтегазоносность которых еще не доказана. Перспективы нефтегазоносности этих комплексов предполагаются на основе имею-

щихся данных геологических, геофизических и геохимических исследований, а также по аналогии с другими изученными нефтегазоносными районами той же нефтегазоносной области, где установлены месторождения нефти и газа или вышележащими нефтегазоносными комплексами. Прогнозируемые ресурсы используются для проектирования региональных геологоразведочных работ на нефть и газ.

Оценка геологических ресурсов нефти и газа, подготовленных (категории D0) и локализованных (категории Dл) на площадях, изученных сейсморазведочными работами, проводится объемным методом.

Оценка перспективных (категории D1) и прогнозируемых (категории D2) ресурсов производится с использованием методов, изложенных в специальных методических рекомендациях, утвержденных в установленном порядке.

Оценка извлекаемых ресурсов и коэффициентов извлечения (КИН, КИК и КИГ) подготовленных (категории D0) и локализованных (категории Dл), перспективных (категории D1) и прогнозируемых (категории D2) ресурсов производится с использованием метода аналогии и экспертной оценки.

#### **4.5. Сравнительный анализ международных и российской классификаций запасов углеводородов**

Для рассмотренных выше международных и российской классификаций едиными исходными условиями являются геологическая изученность; технологическая достижимость добычи и экономическая рентабельность проектов.

Классификация РКООН-2009 была разработана с учетом всех ископаемых энергетических и минеральных ископаемых ресурсов, залегающих на поверхности или в недрах земли. В случае оценки жидких извлекаемых ресурсов ископаемого топлива и минерального сырья их подвижность обычно не позволяет отнести извлекаемые количества к отдельным частям месторождения или залежи.

Система управления ресурсами углеводородов (Petroleum Resources Management System) или классификация PRMS широко используются в мире в соответствии с требованиями поддержки

нефтегазовых проектов или управления портфелями активов. На PRMS опираются в целях государственной отчетности и регуляторного раскрытия информации в разных юрисдикциях. Она позволяет оперативно (ежегодно) оценивать геологическую, технологическую и экономическую составляющую любого нефтегазового проекта на любой срок.

Действующая с 2013 г. российская «Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов» опирается в основном на степень геологической изученности и степень промышленного освоения. Данные показатели утверждаются уполномоченными государственными инстанциями в рамках разработанных подсчетов запасов углеводородов и проектных технологических документов на разработку месторождений. Экономическая составляющая проектов подсчитывается в проектных технологических документах, которые принимаются на продолжительный срок (часто более 10 лет), ввиду чего не может оперативно пересчитываться, в отличие от стандарта PRMS.

#### **4.6. Геолого-промысловые характеристики залежей нефти и газа**

Классификация по фазовому соотношению нефти, газа, конденсата разделяет:

- нефтяные месторождения, содержащие только нефть, насыщенную в различной степени газом;
- газонефтяные месторождения, в которых основная часть залежи нефтяная, а газовая шапка не превышает по объему условного топлива нефтяную часть залежи;
- нефтегазовые месторождения, к которым относятся газовые залежи с нефтяной оторочкой, в которой нефтяная часть составляет по объему условного топлива менее 50 %;
- газовые месторождения, которые насыщены легкими углеводородами парафинового ряда с содержанием метана до 98 %;
- газоконденсатные месторождения, которые насыщены углеводородами парафинового ряда, имеющих в составе достаточно большое количество углеводородов – от пентана и тяжелее, конденсирующихся при изменении пластового давления;

- газогидратные месторождения, которые содержат в продуктивных пластах газ в твердом гидратном состоянии.

- газоконденсатно-нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения: в первых – основная по объему нефтяная часть, а во вторых – газоконденсатная.

Условное топливо – принимаемая при технико-экономических расчетах единица, служащая для сопоставления тепловой ценности различных видов органического топлива. Теплота сгорания 1 кг твердого условного топлива (или 1 м<sup>3</sup> газообразного) составляет 29,3 МДж (7000 ккал).

Нефтяные месторождения по величине извлекаемых запасов подразделяются на:

- очень мелкие – менее 1 млн т;
- мелкие – от 1 до 5 млн т;
- средние – от 5 до 30 млн т;
- крупные – от 30 до 300 млн т;
- уникальные – более 300 млн т.

Месторождения природного газа по величине извлекаемых запасов подразделяются на:

- очень мелкие – менее 1 млрд м<sup>3</sup>
- мелкие – 1–5 млрд м<sup>3</sup>;
- средние – от 5 до 30 млрд м<sup>3</sup>;
- крупные – от 30 до 300 млрд м<sup>3</sup>;
- уникальные – более 300 млрд м<sup>3</sup>.

В рамках одного месторождения, как правило, одновременно эксплуатируются несколько залежей, каждая из которых характеризуется своими геолого-промысловыми условиями разработки.

Нефтяные залежи по ряду геолого-промысловых признаков классифицируются следующим образом.

По вязкости нефти:

- незначительная вязкость – до 5 мПа·с;
- маловязкие – от 5 до 10 мПа·с;
- повышенной вязкости – от 10 до 30 мПа·с;
- высоковязкие – от 30 до 200 мПа·с;
- сверхвязкие (битуминозные) – более 200 мПа·с;

По содержанию серы:

- малосернистые – массовая доля серы до 0,5 %;
- среднесернистые – от 0,5 до 1,0 %;
- сернистые – от 1 до 3,0 %;
- высокосернистые – более 3,0 %.

По плотности нефти (при температуре 20 °С):

- особо легкие – до 830 кг/м<sup>3</sup>;
- легкие – от 830 до 850 кг/м<sup>3</sup>;
- средние – от 850 до 870 кг/м<sup>3</sup>;
- тяжелые – от 870 до 895 кг/м<sup>3</sup>;
- битуминозные – свыше 895 кг/м<sup>3</sup>.

По начальному значению дебитов скважин:

- низкодебитные – до 7 т/сут;
- среднедебитные – 7–25 т/сут;
- высокодебитные – более 25–200 т/сут;
- сверхвысокодебитные – более 200 т/сут.

Геолого-физические условия залежей подразделяют на благоприятные для извлечения нефти с применением традиционных методов заводнения и неблагоприятные.

Все разведанные запасы нефтяных месторождений делятся на сравнительно легко извлекаемые (активные) и трудноизвлекаемые.

Активные запасы, при разработке которых традиционными методами вытеснения нефти водой обеспечиваются высокие темпы отбора и проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) при этом более 0,4–0,5. К активным преимущественно относятся запасы нефтяных залежей, содержащих маловязкие нефти (до 10 мПа·с) в высокопродуктивных коллекторах.

К трудноизвлекаемым относятся запасы нефтяных залежей, для которых при традиционных методах вытеснения характерны низкие темпы отбора и проектный КИН не более 0,2–0,3. Эта группа включает запасы всех залежей с повышенной и высокой вязкостью, а также залежи маловязкой нефти в слабопроницаемых коллекторах, водонефтяных зонах с небольшой нефтенасыщенной толщиной (менее 3 м) и незначительной долей нефтенасыщенной части пласта в общей толщине коллектора, а также залежи в нетрадиционных коллекторах.

## 5. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

### 5.1. Виды геологических моделей залежей углеводородов

Различают два вида промыслово-геологических моделей залежей: статические и динамические.

Статическая модель отражает все промыслово-геологические свойства залежи в ее природном виде, не затронутом процессом разработки:

- геометрию начальных внешних границ залежи;
- условия залегания пород коллекторов в пределах залежи;
- границы залежи с разным характером насыщения коллекторов (нефть, газ, вода);
- геометризацию частей залежи с разными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС) коллекторов.

Эти направления моделирования, составляющие геометризацию залежей, дополняются данными о свойствах в пластовых условиях нефти, газа, воды, о термобарических условиях залежи, о природном режиме и его потенциальной эффективности при разработке (энергетическая характеристика залежи) и др. Статическая модель постепенно уточняется и детализируется на базе дополнительных данных, получаемых при разведке и разработке залежи.

Динамическая модель характеризует промыслово-геологические особенности залежи в процессе ее разработки. Она составляется на базе статической модели, но отражает изменения, произошедшие в результате отбора определенной части запасов углеводородов. В динамической модели должны быть отражены:

- текущие внешние границы залежи;
- зоны «промытого» водой или другими агентами объема залежи;
- границы участков залежи, не включенных в процесс дренирования;
- фактическая динамика годовых показателей разработки;

- состояние фонда скважин;
- текущие термобарические условия во всех частях залежи.

Важное место при статическом моделировании занимает решение задачи геометризации залежи. Форма залежи отображается на картах в изогипсах, получивших название структурных, на которых находят положение внешнего и внутреннего контура нефтеносности, а также при их наличии – положение литологических и дизъюнктивных границ залежи.

Внутреннее строение залежи отражают путем составления детальных корреляционных схем, геологических разрезов (профилей), различных карт в изолиниях или условных обозначениях. При динамическом моделировании также широко используют графическое моделирование – построение карт поверхностей нефти и внедрившейся в залежь воды, графиков и карт разработки, карт изобар и др.

В настоящее время для решения задач геометризации залежи широко используются трехмерные цифровые геологические модели. Под цифровой трехмерной геологической моделью (ГМ) месторождения понимается представление продуктивных пластов и вмещающей их геологической среды в виде набора трехмерных цифровых кубов. Программный комплекс геологического моделирования должен иметь возможность оперативного внесения новых полученных данных в геологическую модель и возможность ее оперативной корректировки с учетом полученной новой геологической информации.

## **5.2. Создание структурной модели сейсмических отражающих горизонтов**

При геологическом моделировании созданию структурной модели продуктивных пластов предшествует этап построения поверхностей по отражающим целевым сейсмическим горизонтам (интерпретация данных 2D- и 3D-сейсморазведки).

Для территории Пермского края с кровлей карбонатных отложений башкирского яруса отождествлен целевой сейсмический горизонт – I<sup>n</sup>; горизонты II<sup>k</sup> и II<sup>n</sup> отождествлены с кровлей и подошвой отложений визейского яруса; отражающий горизонт III – с кровлей терригенных отложений тиманского возраста.

Моделирование структурных поверхностей осуществляется обычно с использованием специальных модулей геологического моделирования (например, IRAP RMSgeoform) методом стратиграфического моделирования (Stratigraphic modeling). На рис. 17 приведен пример структурной модели нефтяной залежи, построенной с помощью этого метода.

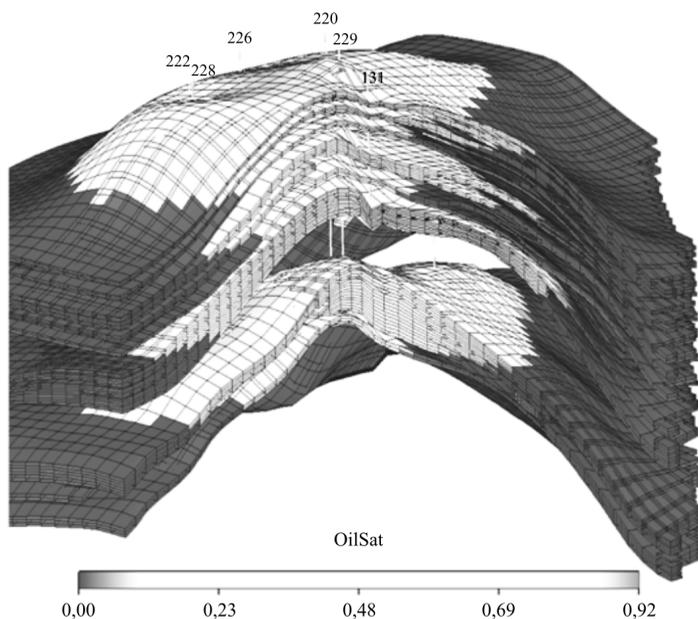


Рис. 17. Построение структурной модели методом цифрового трехмерного моделирования. Русаковское месторождение (Пермский край)

Задачей стратиграфического моделирования ставится получение согласованных структурных поверхностей в рамках выбранных стратиграфических интервалов. В процессе стратиграфического моделирования может выполняться моделирование разрывных нарушений (разломов).

Размер ячеек при геологическом моделировании определяется, исходя из размеров залежей и плотности разбуренности объектов. Обычно размерность сеток по латерали составляет 50×50 метров.

Вертикальные размеры ячеек выбираются с целью максимальной детализации особенностей залежи, размеры обычно составляют от 0,2 до 1 метра.

### **5.3. Построение литологической модели пластов**

Целью этапа является получение представления о пространственном распределении залежи путем разделения пород на коллекторы и плотные пропластки. С этой целью вводится понятие кондиционности коллекторских свойств пород.

Кондиционными называют граничные значения свойств пород, разделяющие их на коллекторы и неколлекторы. Эти граничные значения называют также нижними пределами значений продуктивных коллекторов.

В настоящее время накоплен значительный опыт обоснования предельных значений параметров нефтегазонасыщенных пород, который используется при подсчете запасов. Большинство способов позволяет устанавливать кондиционные значения проницаемости пород, отдельные методы предназначены для определения кондиционных значений пористости или нефтенасыщенности. В качестве основной информации при литологическом моделировании обычно принимаются результаты интерпретации геофизических методов, так как именно комплекс ГИС характеризует весь фонд скважин.

Вместе с тем проведение границ между коллекторами и неколлекторами по кондиционным значениям разных свойств дает неодинаковые результаты. Например, породы с одинаковыми значениями коэффициента проницаемости могут различаться по значениям коэффициентов пористости, нефтегазонасыщенности и пр. Нередки случаи, когда из пород, по граничным значениям проницаемости отнесенных к неколлекторам, получают промышленные притоки нефти, а из пород, по граничным значениям пористости отнесенных к коллекторам, притоков не получают.

При литологическом моделировании предварительно дискретная кривая литологии преобразуется в непрерывную. Затем в каждой ячейке модели выполняется разделение пород на коллектор-

неколлектор через граничное значение. Полученный в итоге дискретный параметр литологии характеризует пространственное расположение коллекторов.

Результатом литологического моделирования является пространственная объемная модель распределения плотных пород и коллекторов с оценкой характера насыщенности последних. Современные программные комплексы позволяют на основе такой объемной модели построить геологические профили залежи в любом заданном направлении. Пример построения разреза дискретных кубов литологии приведен на рис. 18, *а*.

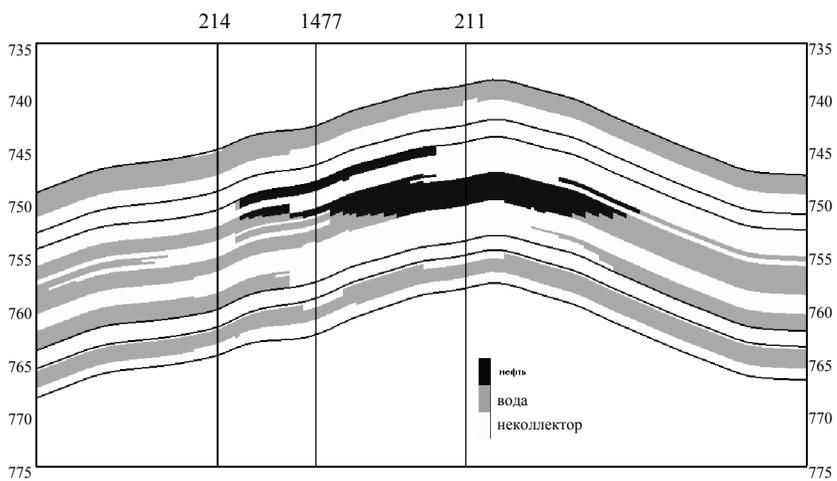
#### **5.4. Моделирование фильтрационно-емкостных свойств**

Целью этапа является распределение петрофизических параметров продуктивных пластов. На этапе моделирования распределения коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости расчет значений параметров выполняется только в объеме пород, определенных на этапе литологического моделирования как коллектор, в неколлекторах их значения условно принимаются равными нулю.

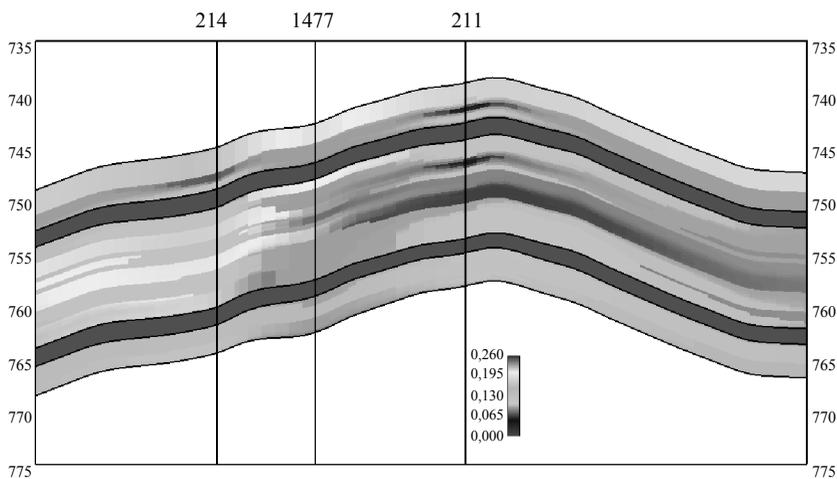
В качестве исходной информации при моделировании коэффициентов пористости и нефтенасыщенности используются результаты обработки данных ГИС или керна. Объем нефтенасыщенных пород для залежей рассчитывается суммированием объемов ячеек модели, расположенных гипсометрически выше водонефтяного контакта.

На рис. 18, *б*, приведен пример разреза дискретных кубов коэффициентов пористости. Распределение коэффициентов  $K_p$  и  $K_n$  в пределах пластов выполняется методом детерминистского взвешивания.

Распределение коэффициента проницаемости для целей трехмерного моделирования получают аналогичным образом. В случае ввода в модель проницаемости, определенной по ГДИ, значения  $k$  корректируют с учетом распределения пористости по пропласткам интервала ГДИ. Это выполняется с целью увязки в модели проницаемости и коллекторских свойств пород.



*a*



*б*

Рис. 18. Разрез дискретных кубов литологии (*a*) и коэффициентов пористости (*б*). Пласты П<sub>2</sub>, П<sub>3</sub>, П<sub>4</sub>, Западно-Ельниковское месторождение (Удмуртия)

## **6. ПОДСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА**

### **6.1. Объемный метод подсчета геологических запасов нефти и газа**

В конечном итоге обоснованность всех технологических решений при разработке месторождений углеводородов определяется достоверностью геологических представлений о месторождении. Задача подсчета включает как собственно количественную оценку начальных геологических запасов, так и детальную геометризацию месторождения.

Подсчет начальных геологических запасов (НГЗ) выполняют в двух вариантах:

– двухмерный («ручной») подсчет запасов на основе построения структурных карт и карт эффективных и нефтенасыщенных толщин;

– подсчет запасов на основе программных комплексов трехмерного геологического моделирования, при котором запасы рассчитываются через объем коллекторов, занятых нефтью (газом).

Для контроля и визуализации оценок трехмерного подсчета также предусматривается представление результатов в виде двухмерных карт. Контроль результатов геологического трехмерного моделирования осуществляют путем сравнения оцененных запасов с результатами традиционной методики двухмерного подсчета. Расхождения оценок подсчета запасов по методикам должны находиться в диапазоне 5 %, что позволяет говорить о корректности геологической модели.

Основным графическим документом при подсчете НГЗ служит подсчетный план, который составляется на основе структурной карты по кровле продуктивных пластов-коллекторов или ближайшего репера. На карту наносятся внешний и внутренний контуры нефти и газоносности, границы категорий запасов.

Сущность объемного метода заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям, в насыщенных ими объемах пустотного пространства по-

род-коллекторов залежей нефти и газа или их частей. Величину этих объемов получают путем умножения горизонтальной проекции площади залежей нефти или свободного газа  $F$  на среднее значение вертикальной эффективной нефте(газо)насыщенной толщины пласта  $h_n$  ( $h_r$ ), на среднее значение коэффициента открытой пористости  $K_n$  и на среднее значение коэффициента нефтенасыщенности  $K_n$  или газонасыщенности  $K_r$ . При этом выражения  $Fh_n$  ( $Fh_r$ ) определяют объем коллекторов залежи,  $Fh_nK_n$  ( $Fh_nK_r$ ) – объем пустотного пространства пород,  $Fh_nK_nK_n$  ( $Fh_nK_nK_r$ ) – объем пород, насыщенных нефтью (или свободным газом).

В пустотном пространстве пород-коллекторов, насыщенных нефтью, в пластовых условиях нефть содержит растворенный газ. Для приведения объема пластовой нефти к объему нефти, дегазированной при стандартных условиях, используется среднее значение пересчетного коэффициент  $\theta$ , учитывающего усадку нефти.

С учетом этих параметров объем нефтяной залежи при стандартных условиях будет определяться выражением

$$V = F h_n K_n K_n \theta. \quad (8)$$

Умножив  $V$  на среднее значение плотности нефти  $\rho$  при стандартных условиях, получим начальные геологические запасы нефти, содержащиеся в этой залежи или ее части:

$$\text{НГЗ} = F h_n K_n K_n \theta \rho. \quad (9)$$

Формула для подсчета начальных геологических запасов свободного газа залежи объемным методом имеет следующий вид:

$$\text{НГЗ}_{\text{газ}} = F h_r K_n K_r P T, \quad (10)$$

где произведение барического и термического коэффициентов  $PT$  используется для приведения объема свободного газа, содержащегося в залежи, к стандартным условиям:

$$PT = [(p_o a_o - p_{\text{ост}} a_{\text{ост}}) / p_{\text{ст}}] \cdot [(T_o + t_{\text{ст}}) / (T_o + t_{\text{пл}})], \quad (11)$$

где  $p_o$  – среднее начальное пластовое давление в залежи, МПа;  $a_o$  – поправка ( $a_o = 1/Z_o$ ), обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов  $Z_o$  при давлении  $p_o$ ;  $p_{\text{ост}}$  – среднее ос-

таточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин равно стандартному, МПа;  $a_{\text{ост}}$  – соответствующая  $p_{\text{ост}}$  поправка на сжимаемость реальных газов, равная  $1/Z_{\text{ост}}$ ;  $p_{\text{ст}}$  – давление при стандартных условиях, равное 0,1 МПа;

$$T_0 = 273 \text{ K}; t_{\text{ст}} = 20 \text{ }^\circ\text{C};$$

$t_{\text{пл}}$  – средняя температура в залежи в пластовых условиях,  $^\circ\text{C}$ .

## **6.2. Этапы подсчета запасов нефти и газа объемным методом**

Объемный метод можно считать универсальным для подсчета запасов любой залежи или ее части при любой степени изученности. Основные проблемы подсчета запасов в конечном итоге сводятся к своевременному выявлению особенностей геологического строения залежи и к достоверной оценке параметров, характеризующих объем пустотного пространства, насыщенного нефтью или свободным газом.

Любая залежь представляет собой сложный объект. Его сложность обусловлена видом природного резервуара, характеристиками продуктивной структуры, типом пустотного пространства пород-коллекторов и условиями залегания их в ловушке, типом самой ловушки, характером насыщения пустотного пространства и его изменчивостью по площади и разрезу, взаимосвязанностью параметров, условиями залегания флюидов в недрах и т.п. Процесс изучения залежи идет непрерывно с момента ее открытия и до завершения разработки. Тем самым первоначально созданные представления о строении залежей в виде статических моделей постоянно совершенствуются, в ряде случаев приходится строить принципиально новые модели.

На любой стадии изученности залежей процесс подсчета запасов нефти и свободного газа объемным методом включает три этапа:

- 1) детальную корреляцию разрезов скважин с целью выделения в разрезе литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также анализ их прослеживания по площади залежи;

2) выделение типов коллекторов, определение подсчетных параметров пласта и насыщающих его флюидов; на этом этапе в каждой скважине выделяются эффективные и нефте(газо)насыщенные толщины пласта, определяются коллекторские свойства пластов, нефте(газо)насыщенность, отметки ВНК и ГВК, параметры нефти в пластовых и поверхностных условиях, начальные пластовые давления и температуры;

3) построение статической модели и подсчет запасов в соответствии со степенью изученности залежи. На этом этапе предусматривается: обоснование отметок ВНК и ГВК залежи; выделение границ залежи и подсчетных объектов и их геометризация; обоснование параметров подсчета, границ категорий запасов и составление подсчетного плана; подсчет запасов углеводородного сырья и сопутствующих компонентов.

Достоверность расчетных параметров повышается с каждой более высокой стадией изученности благодаря последовательной дифференциации подсчетных объектов, способствующей большей детализации строения залежей, более точному определению их геометрических форм.

### **6.3. Обоснование положения ВНК, ГВК**

В пластах с хорошими коллекторскими свойствами залежи обычно характеризуются резкой границей между нефтью (газом) и водой. Между тем даже для них между зонами предельного нефте(газо)насыщения и водонасыщенной располагается переходная зона. В разрезе переходной зоны условно можно выделить три интервала, различающиеся по степени насыщения коллекторов нефтью или газом и соответственно по получаемой из них продукции в скважинах.

Размеры переходной зоны для контакта «нефть – вода» могут быть оценены по следующей формуле:

$$H_{пз} = \Delta P_k / g(\rho_v - \rho_n), \quad (12)$$

где  $H_{пз}$  – высота переходной зоны;  $\Delta P_k$  – разность капиллярного давления на границах внешнего и внутреннего контуров переход-

ной зоны;  $g$  – ускорение свободного падения;  $\rho_v$  и  $\rho_n$  – плотность нефти и воды соответственно.

При опробовании верхнего интервала, граничащего с зоной стабилизированного насыщения, получают притоки безводных нефти и газа, при опробовании среднего интервала разреза – притоки нефти и газа с водой, причем чем ближе к водонасыщенной зоне, тем больше воды в продукции скважины. Опробование нижнего интервала со значениями нефте(газо)насыщенности меньше критических дает притоки пластовой воды. В переходных зонах ВНК или ГВК определяются по данным устанавливаемым опробованием скважин или с помощью гидродинамических приборов.

Контакт «нефть – вода», как правило, образует геометрически сложную поверхность, горизонтальную или наклонную. Для определения контуров залежей проводится условная плоскость таким образом, чтобы она была средней по отношению к установленным контактам в отдельных скважинах. В условиях территорий, где величины переходной зоны не превышают 1–2 метров (например, Волго-Урал), поверхность ВНК обычно принимается условно горизонтальной. Поверхность контакта «газ – вода» в связи с большой разницей в плотностях флюидов всегда близка к горизонтальной плоскости.

Для обоснования начального положения ВНК и ГВК и проведения границ залежей составляется схема опробования скважин и обоснования контактов. На схеме приводятся сведения о результатах опробования, результаты гидродинамических исследований и интерпретации ГИС (рис. 19).

Наиболее надежные результаты о характере насыщения пластов дает опробование в обсадной колонне (перфорация), опробование на приток в открытом стволе имеет меньшую достоверность.

Положение горизонтального ВНК принимается ниже нижнего интервала, в котором при опробовании получена чистая нефть, и выше верхнего интервала, в котором получена чистая вода. При обосновании ВНК в интервалах между этими предельными отметками контакт проводится с учетом данных ГИС (электрические методы). Результаты интерпретации ГИС в терригенных пластах значительно более надежны, чем в карбонатных, так как для карбона-

тов характерны высокие удельные сопротивления, что существенно затрудняет интерпретацию ГИС. Установленные таким образом уровни контактов переносятся на карты поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей.

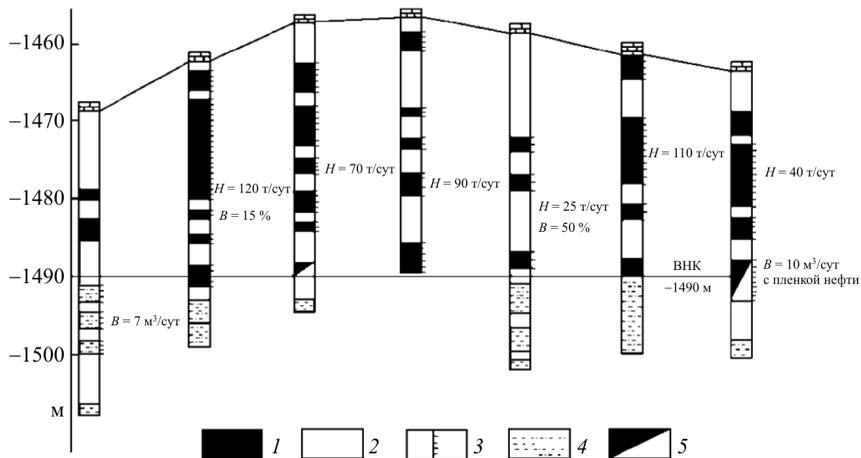


Рис. 19. Схема обоснования абсолютной отметки горизонтального ВНК залежи; интервалы: 1 – нефтенасыщенный, 2 – непроницаемый, 3 – перфорированный, 4 – водонасыщенный, 5 – с неясной оценкой по характеру насыщения коллектора;  $H$  – дебит нефти;  $B$  – обводненность нефти в % или дебит воды в м<sup>3</sup>/сут

Внешним контуром нефтеносности (газоносности) называется пересечение ВНК (ГНК) с кровлей продуктивного пласта. Внешний контур нефтеносности в плане ограничивает размеры залежи, коллекторы вне его пределов дают чистую воду.

Внутренним контуром нефтеносности (газоносности) называется пересечение ВНК (ГНК) с подошвой продуктивного пласта. Внутренний контур нефтеносности в плане ограничивает размеры чисто нефтяной зоны ЧНЗ, вскрывшие коллектор скважины в его пределах дают нефть без воды.

Для нефтяной залежи площадь между внутренним и внешним контуром нефтеносности называется водонефтяной зоной ВНЗ, для газовой залежи – соответственно водогазовой зоной ВГЗ. При горизон-

тальном ВНК (или ГВК) внешний и внутренний контуры нефте(газо)носности проводятся по изогипсам каждой карты, имеющим отметку контактов. Для массивной или пластовой водоплавающей залежи проводится только внешний контур на карте поверхности кровли пласта, так как внутренний контур отсутствует (отсутствие ЧНЗ).

В случае наклонного контакта предварительно составляется карта его поверхности. Затем она совмещается с картами поверхности кровли и подошвы коллекторов пластовых залежей или с картой поверхности кровли коллекторов для массивных (водоплавающих) залежей. Через точки с одинаковыми отметками на каждой паре обеих совмещенных карт проводятся внешние и внутренний контуры нефте(газо)носности. После этого для пластовых залежей внутренний контур переносится на карту поверхности кровли коллекторов продуктивного пласта.

Площадь залежей контролируется внешним контуром нефте(газо)носности, границами выклинивания пластов, литолого-фациального замещения коллекторов или тектоническими нарушениями. Основой для построения структурной карты по кровле пласта служат данные сейсморазведки (метод общей глубинной точки ОГТ), скорректированные данными пробуренных скважин. Границы выклинивания пластов и литолого-фациального замещения коллекторов проводятся на середине расстояния между скважинами, вскрывшими коллектор и плотные породы.

#### **6.4. Построение карт эффективных толщин**

Подсчет геологических запасов производится по карте нефте(газо)насыщенных толщин. При построении карт нефте(газо)насыщенные толщины в добывающих скважинах, пробуренных на участках залежи, в пределах которых начался подъем ВНК или ГВК, учитываются до уровня первоначального положения контактов.

Запасы чисто нефтяных (ЧНЗ), чисто газовых (ЧГЗ), водонефтяных (ВНЗ) и водогазовой (ВГЗ) зон подсчитываются раздельно. Объемы в пределах нефтяной, водонефтяной, газовой и водогазовой зон пластовых залежей и площадей с запасами всех категорий определяются отдельно.

Технология построений различна для пластовых и массивных (водоплавающих) залежей. Примеры карт нефтенасыщенных толщин для различных типов залежей приведены на рис. 20–22. Карты построены для залежей Трушниковского месторождения нефти (пласты Тл, Т<sub>1</sub>, Д<sub>1</sub>), для которого ранее на рис. 1 приведены геологические профили.

Для пластовых залежей сначала составляют карту эффективных толщин пласта, при построении которой учитываются суммарные толщины коллекторов, насыщенных как нефтью, так и водой. При построении карты нефте(газо)насыщенных толщин наносят внешний и внутренний контуры нефте(газо)носности.

В пределах внутреннего контура карта нефте(газо)насыщенной толщины полностью соответствует карте эффективной толщины. В водонефтяной (водогазовой) зоне изопакиты проводят путем интерполяции между значениями толщин в точках пересечения с внутренним контуром до нуля на внешнем контуре. При этом учитываются значения толщин скважин в водонефтяной (водогазовой) зоне. Пример построения карты нефтенасыщенных толщин для залежей пластового типа (пласт Тл Трушниковского месторождения) приведен на рис. 20. В частности, из данных рисунка видно сгущение плотности изопакит в водонефтяной зоне.

Для массивных (водоплавающих) залежей карты нефте(газо)насыщенных толщин составляются путем интерполяции между значениями в скважинах и нулевым значением на внешнем контуре. Пример нефтяной залежи массивного типа (пласт Т Трушниковского месторождения) приведен на рис. 21. Для такого типа залежей изопакиты распределяются равномерно от внешнего контура залежи до ее сводовой части (см. рис. 21).

Пример залежи с замещением пластов-коллекторов плотными породами (пласт Д<sub>1</sub> Трушниковского месторождения) приведен на рис. 22. На литологически ограниченных залежах, связанных с литолого-фаціальным замещением коллекторов, а также в случаях замещения внутри пластовых залежей при построении карт эффективных и нефте(газо)насыщенных толщин граница замещения коллекторов проводится на половине расстояния между скважинами, вскрывшими коллекторы и плотные породы. Эффективная толщина на границе зо-

ны замещения принимается равной нулю, от нее к ближайшим продуктивным скважинам проводится линейная интерполяция. Для пласта Д<sub>1</sub> Трушниковского месторождения (см. рис. 22) зоны замещения проведены для северного поднятия между скважинами 345, 287 (коллектор) и 284 (плотная порода); для Южного поднятия – между скважинами 343 (коллектор) и 285 (плотная порода).

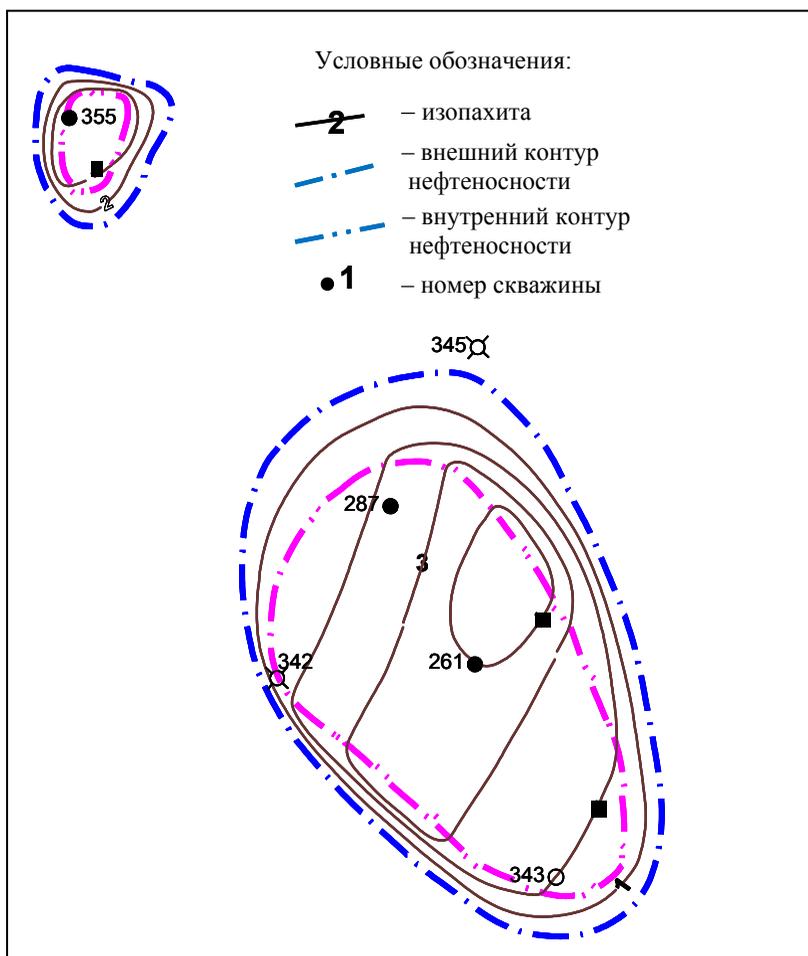


Рис. 20. Выкопировка с карты нефтенасыщенных толщин. Пласт Тл. Трушниковское месторождение (Пермский край)

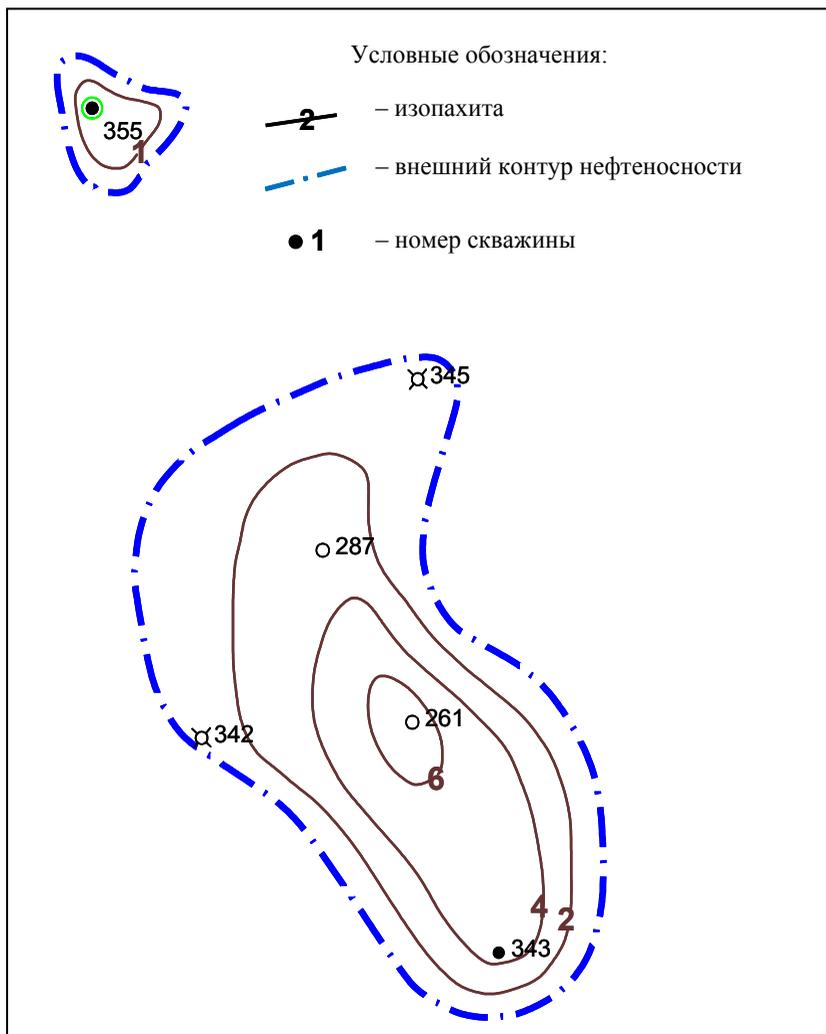


Рис. 21. Выкопировка с карты нефтенасыщенных толщин.  
Пласт Т<sub>1</sub>. Трушниковское месторождение (Пермский край)

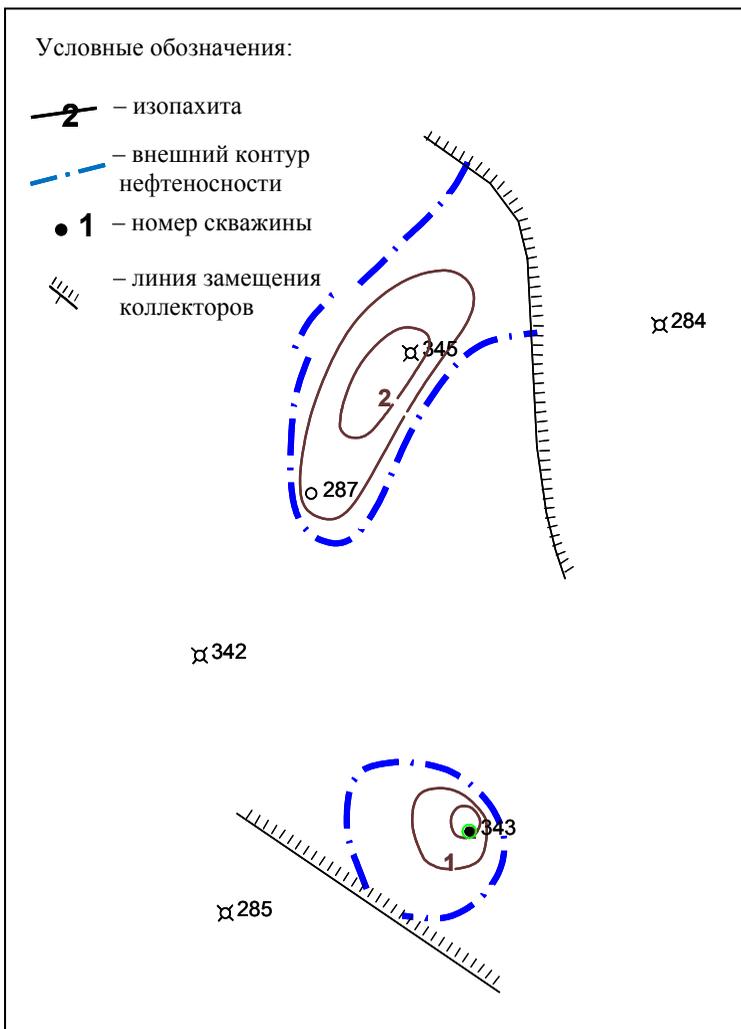


Рис. 22. Выкопировка с карты нефтенасыщенных толщин.  
Пласт Д<sub>1</sub>. Трушниковское месторождение (Пермский край)

## 6.5. Обоснование подсчетных параметров

Коэффициенты открытой пористости и нефте(газо)насыщенности залежей могут быть рассчитаны по керну или по геофизическим данным. При расчете по керну принимается среднее арифметическое полученных значений из проницаемых интервалов пласта. Если в основу берутся геофизические данные, то предварительно взвешиванием по толщине проницаемых интервалов определяются средние значения по скважинам и с их учетом вычисляются средние арифметические значения по залежам.

Если по залежи имеется достаточное число определений проницаемости по керну, то для коллекторов возможно построение графика зависимости проницаемости от геофизических показателей (методы ПС, ННК-т, ГК, АК). При условии информативности построенных графиков устанавливается значение геофизических методов, соответствующее кондиционному значению наличия коллекторов.

Пересчетный коэффициент и плотность нефти в поверхностных условиях для нефтяных залежей рассчитываются как средние арифметические из имеющихся определений.

Среднее начальное пластовое давление и пластовая температура газовых залежей вычисляются с учетом глубины центров тяжести залежей.

Коэффициент сжимаемости реального газа определяется на основе состава пластового газа из исследуемой залежи.

## 7. ПОДСЧЕТ НАЧАЛЬНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

### 7.1. Коэффициент извлечения нефти

Проектный (конечный) коэффициент извлечения нефти (КИН) показывает, какая часть от начальных геологических запасов технологически может быть извлечена при разработке залежи (технологический КИН) или до предела экономической рентабельности (экономический КИН).

В общем виде проектный коэффициент извлечения можно представить как

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}}, \quad (13)$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти водой;  $K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата пласта процессом вытеснения.

Под коэффициентом вытеснения  $K_{\text{выт}}$  понимается отношение количества нефти, вытесненного при промывке коллектора рабочим агентом (водой), к начальному количеству нефти в этом коллекторе. Оценку  $K_{\text{выт}}$  производят в лабораторных условиях по керну. Предварительно в каждом образце создается остаточная водонасыщенность методом капилляриметрии, после чего производится насыщение модели пласта нефтью.

Перед процессом непосредственного вытеснения модель выдерживается при термобарических условиях, близких к пластовым. Закачка воды в модель пласта ведется при скоростях, близких к реальным, до полного отсутствия нефти в вытесняемой жидкости и производится обычно в количестве 20–30 поровых объемов.

Для месторождений Пермского края обоснованы и длительное время успешно опробованы надежные методики оценки  $K_{\text{выт}}$  как опытным путем в лабораторных условиях по керну, так и на основе установленных для различных типов залежей и районов логарифмических функциональных зависимостей вида

$$K_{\text{выт}} = A \ln(k/\mu_0) + B, \quad (14)$$

где  $k$  – проницаемость коллектора;  $\mu_0$  – относительная вязкость нефти, численно равная отношению вязкостей нефти  $\mu_n$  и воды  $\mu_v$ .

Пример зависимости коэффициента вытеснения  $K_{\text{выт}}$  от коэффициента подвижности  $k/\mu$  приведен на рис. 23.

Под коэффициентом охвата вытеснением  $K_{\text{охв}}$  понимается отношение объема коллекторов, охваченных процессом вытеснения нефти, к общему объему коллекторов, содержащих нефть. На величину  $K_{\text{охв}}$  помимо геологических факторов в большей мере влияют технологические факторы, характеризующие систему разработки залежи (плотность сетки скважин, фонд добывающих и нагнетательных скважин, система разработки залежи, объемы отборов и закачки и др.).

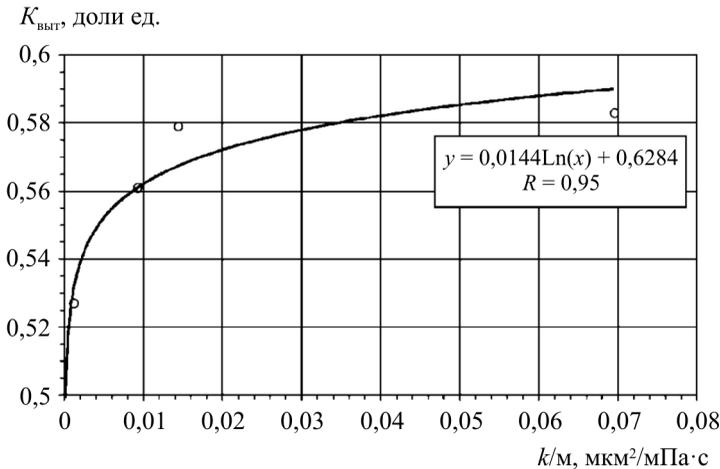


Рис. 23. Зависимость коэффициента вытеснения нефти от коэффициента подвижности. Пласт Бш, Дороховское месторождение (Пермский край)

В настоящее время нет надежных методов прямой оценки  $K_{\text{охв}}$ , в связи с этим при проектировании его величину обычно оценивают обратным счетом:

$$K_{\text{охв}} = \text{КИН} / K_{\text{выт}}. \quad (15)$$

При использовании данного метода  $K_{\text{выт}}$  оценивается либо по лабораторным данным, либо по зависимости  $K_{\text{выт}} = f(k/\mu_0)$ . Величина проектного КИН может быть оценена на основе расчетов гидродинамического моделирования. Система разработки считается приемлемой, если расчетное значение  $K_{\text{охв}} > 0,8$ .

При подсчете начальных извлекаемых запасов нефти залежей, вводимых в разработку, так же, как и при пересчете запасов разрабатываемых залежей, начальные геологические запасы умножаются на проектный коэффициент извлечения нефти, обоснованный технико-экономическими расчетами. Этот КИН используется при проектировании разработки залежей, планировании развития нефтедобывающей промышленности и т.п.

Наряду с проектным КИН различают текущий коэффициент извлечения нефти, равный отношению накопленной добычи из залежи или объекта разработки на определенную дату к их начальным геологическим запасам. По мере выработки запасов величина текущего коэффициента извлечения нефти планомерно приближается к проектному КИН.

## **7.2. Методы определения проектного коэффициента извлечения нефти**

Величина проектного КИН зависит от комплекса геолого-физических факторов и определяется литологическим составом коллектора, неоднородностью продуктивного пласта, проницаемостью пород, эффективной нефтенасыщенной толщиной и др. К определяющим величину КИН факторам в первую очередь также необходимо отнести относительную вязкость нефти по воде  $\mu_0$ , численно равную отношению вязкостей нефти  $\mu_n$  и вытесняющего агента – воды  $\mu_v$ . Чем больше  $\mu_0$ , тем лучше фильтрация нефти по пласту и вытесняющая способность воды. На величину КИН оказывает влияние природный режим залежи. Кроме этого КИН определяется технологией разработки, т.е. плотностью сетки добывающих скважин, методами и способами интенсификации добычи нефти, реализацией системы поддержания пластового давления ППД и т.п.

При подсчете запасов после завершения разведки и при пересчете запасов составляется технико-экономическое обоснование коэффициента извлечения нефти. В этом документе обосновывается выбор оптимального варианта системы разработки по результатам технико-экономических расчетов нескольких вариантов. Для каждого варианта рассчитываются коэффициент извлечения и другие показатели разработки. Принимается КИН того варианта, который наиболее рационален с учетом наиболее полного извлечения запасов и технико-экономических показателей разработки.

На открытых залежах по завершению поискового этапа, а также на стадии оценки, когда данных еще недостаточно, расчет КИН может быть обоснован на многомерных статистических моделях. Статистический метод особенно эффективен для территорий с длительным опытом разработки месторождений, где можно выделить большое количество залежей-аналогов со сходными геолого-технологическими характеристиками. Статистические модели оценки КИН могут быть реализованы для схожих типов эксплуатационных объектов и территорий со сходными геолого-технологическими условиями.

Альтернативным является покоэффициентный метод, в котором проектный коэффициент извлечения нефти определяется по формуле

$$\text{КИН} = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} K_3, \quad (16)$$

где  $K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти водой;  $K_{\text{охв}}$  – коэффициент охвата пласта процессом вытеснения;  $K_3$  – коэффициент заводнения.

Коэффициент заводнения характеризует потери нефти в объеме, охваченном процессом вытеснения, из-за прекращения ее добычи по экономическим соображениям при предельно высокой обводненности продукции (обычно принимается от 95 до 99 %). Недостатком покоэффициентного метода является невозможность достоверно учесть в расчетах величину  $K_{\text{охв}}$ , что затрудняет использование данного метода при решении реальных практических задач.

В настоящее время обоснование КИН проводится, как правило, на геолого-технологических (гидродинамических) моделях. Их геологическая часть включает трехмерное геологическое представле-

ние залежи в виде цифровой модели. Технологическая часть включает полную информацию по эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин (интервалы перфорации, ввод в эксплуатацию, история работы во времени и т.д.)

### **7.3. Геолого-технологическое моделирование залежей нефти**

Поиск наиболее эффективного варианта разработки требует анализа большого числа различных вариантов. В вариантах необходимо рассматривать возможные режимы работы скважин, сетки размещения скважин, системы перфорации и др. В этих условиях применение математических моделей позволяет выполнить:

- детальное описание геологической неоднородности, т.е. распределение по объему залежи эффективных толщин, пористости, нефтенасыщенности, абсолютной проницаемости, относительных фазовых проницаемостей флюидов;

- совместный учет различных видов энергии, влияющих на разработку залежей, таких как упругоэластичность породы и флюидов, активность водонапорной системы пласта, энергия выделившегося из нефти газа, влияние гравитации и т.д.;

- проведение расчетов технологических показателей работы по каждой скважине, в том числе с целями оценки режимов работы скважин до и после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), расчеты с различным порядком ввода скважин в эксплуатацию и т.д.;

- учет изменений, внесенных работой существующего фонда (динамики пластового давления, динамики добычи нефти, воды и газа, интерференции скважин, изменения физических свойств пород, нефти, пластовой и закачиваемой воды);

- согласование всех накопленных по объекту данных, в том числе приведение в соответствие геологических и технологических данных по каждой скважине.

Постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) – это объемная имитация месторождения, хранящаяся в памяти компьютера в виде многомерного объекта, позволяющая

исследовать и прогнозировать процессы, протекающие при разработке нефтяных и газовых залежей, непрерывно уточняющаяся на основе новых данных на протяжении всего периода эксплуатации месторождения.

Геолого-технологическая модель отличается от геологической наличием дополнительных технологических показателей разработки и большей схематизацией строения. При этом допускается объединение нескольких геологических объектов в единый объект моделирования. Размер ячеек, на которые разбит моделируемый объект в геологической модели, составляет обычно по  $X$  и  $Y$  – 50 м, по  $Z$  – от 0,2 до 1,0 м. При таких размерах ячеек их может содержаться в модели до нескольких десятков миллионов. Метод пересчета параметров геологической модели на гидродинамическую сетку называется – *upscaling*. Обычно одна ячейка гидродинамической сетки объединяет 5–10 ячеек геологической сетки. Ответственность этой процедуры определяется задачей не потерять особенности геологического строения объекта.

Расчет модели начинается с анализа состояния залежи до начала разработки. В процессе разработки меняются свойства, состав пластовых флюидов и коллекторов. Эти изменения учитываются в модели по данным текущих лабораторных исследований.

Учет технологических показателей создает основу для превращения модели из статической в динамическую, в которой учитываются текущие изменения в процессе разработки.

Технологические данные, включаемые в модель:

- сроки ввода скважин в эксплуатацию;
- перфорированные интервалы скважин и показатели пласта, характеризующие продуктивность/приемистость скважин (скин-фактор и т.д.);
- фактические значения забойных давлений, добыча жидкости или нефти для добывающих скважин, объемы нагнетания для нагнетательных скважин.

Информация о геологическом строении и распределении фильтрационно-емкостных свойств в объеме залежи всегда несут в себе некую погрешность. Поэтому любая модель требует перед

использованием ее предварительной настройки – адаптации. Под адаптацией модели понимается корректировка ее геологических параметров на основе согласования результатов расчетов с фактическими данными о работе скважин. При этом ревизии могут быть подвержены и технологические показатели.

Настройка модели производится при воспроизведении истории разработки с определенным шагом временного интервала (год, месяц, сутки). По скважинам задаются управляющие параметры – либо добыча (объем закачки) жидкости, либо давление на забое. Качество модели оценивается по контрольным параметрам – по добыче нефти и воды, обводненности или по пластовому и забойному давлениям. Пример адаптации модели с шагом адаптации один месяц, где управляющим параметром является забойное давление, а контрольными – добыча нефти и жидкости, приведен на рис. 24.

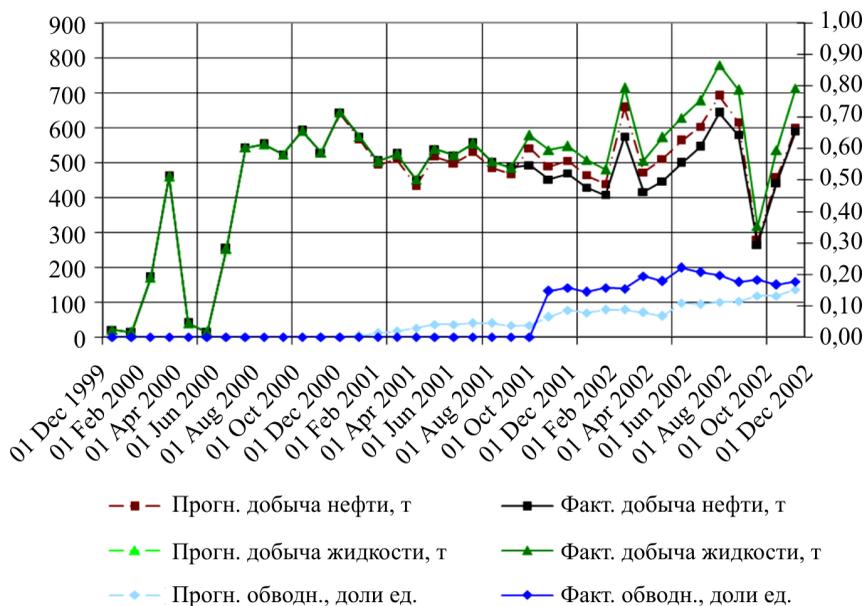


Рис. 24. Сопоставления фактических и прогнозных величин добычи нефти, жидкости и обводненности продукции скважин при адаптации модели

Адаптация представляет собой проведение подробного анализа работы каждого участка залежи, каждой скважины. Технологические показатели работы скважин, пластовые давления, параметры геологической модели, характер продвижения вытесняющего агента в пласте не должны вступать в противоречие друг с другом. В результате адаптации модели уточняются геологическое строение и свойства коллекторов, технологические показатели работы скважин, состояние призабойной зоны пласта. В процессе адаптации проверяется расчетом большое количество гипотез о строении и свойствах коллекторов. Расчеты происходят в интерактивном режиме, что необходимо для достижения принятых критериев сходимости.

Задача адаптации не имеет единственного решения. Достижение заданных критериев может быть получено при большом количестве сочетаний характеристик модели. Не существует автоматизированного алгоритма адаптации, позволяющего получить приемлемые результаты без контроля человека. Проведение качественной адаптации зависит от опыта и квалификации специалиста-исполнителя. Оценить качество полученной модели можно только путем получения дополнительной геолого-промысловой информации.

#### **7.4. Подсчет запасов растворенного в нефти газа**

Одной из важнейших задач развития нефтегазовой отрасли России последнего времени ставится обеспечение наиболее полной утилизации (использования) попутно добываемого с нефтью газа. С учетом этого достоверный подсчет запасов попутного газа является обязательным при проектировании разработки современных нефтяных месторождений.

Начальные геологические запасы растворенного в нефти газа ( $\text{НГЗ}_{\text{геол-рг}}$ ) определяются по начальным геологическим запасам нефти  $\text{НГЗ}$  и начальному газосодержанию  $G$ , определенному по пластовым пробам при дифференциальном разгазировании:

$$\text{НГЗ}_{\text{рг}} = \text{НГЗ} G. \quad (17)$$

На величину извлекаемых запасов газа, растворенного в нефти,  $Q_{\text{изв-рг}}$  оказывает влияние режим залежи. Поэтому начальные извле-

каемые запасы газа, растворенного в нефти, определяются начальными извлекаемыми запасами нефти и ее газосодержанием:

$$\text{НИЗ}_{\text{гр}} = \text{НИЗ } G. \quad (18)$$

При водонапорном и упруговодонапорном режимах пластовое давление в процессе разработки выше давления насыщения, в связи с чем величина газового фактора постоянная. При эксплуатации на режимах истощения пластовой энергии необходим дополнительный мониторинг изменения газового фактора в процессе разработки.

### **7.5. Коэффициент извлечения свободного газа**

В соответствии с Классификацией запасов для свободного газа в РФ подсчитываются только геологические запасы, подразумевая, что КИГ равен единице. Однако опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что в среднем полного извлечения газа из недр не достигается. По данным обобщения сведений по залежам, законченным разработкой, КИГ для залежей с газовым режимом составляет 0,92, для залежей, работавших на упруговодонапорном режиме, – 0,87.

Наиболее достоверно КИГ может быть оценен для залежей с газовым режимом в зависимости от конечного пластового давления. Для газовых залежей с упруговодонапорным режимом его величину следует рассматривать в непосредственной связи с процессами вытеснения газа пластовой водой, внедряющейся в залежь. Поскольку каждой залежи присущи свои особенности разработки, то при подсчете начальных геологических запасов газа должен быть правильно определен природный режим залежи, что для залежей, еще не введенных в разработку, не всегда удается сделать.

Проектные коэффициенты извлечения для залежей газоконденсатных месторождений РФ, работающих на упруговодонапорном режиме, варьируются от 0,60 до 0,85.

## **8. МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ КОНТРОЛЬНОЙ РАБОТЫ «ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ»**

Контрольная работа выполняется студентом по индивидуальному заданию на основе исходных данных. Все построения выполняются на планшетах формата А4 в едином масштабе.

В ходе выполнения подсчета геологических запасов залежи нефти объемным методом необходимо последовательно построить следующий набор карт:

- картограмма испытания скважин с определением глубины водонефтяного контакта (см. пп. 6.3);
- структурная карта по кровле продуктивного пласта с нанесением внешнего контура нефтеносности ВНК;
- структурная карта по подошве продуктивного пласта с нанесением внутреннего контура ВНК;
- карта эффективных толщин;
- карта нефтенасыщенных толщин (см. пп. 6.4).

Структурная карта отображает геологическое строение, морфологию, размеры, глубину залегания картируемого горизонта. На криволинейных участках изгиба изогипс простирание в любой точке направлено по касательной к данной точке, а падение – перпендикулярно к ней. При уменьшении углов падения пластов изогипсы будут расходиться и, наоборот, при увеличении углов падения будут сближаться.

Эффективная толщина (толщина коллектора, насыщенного нефтью или водой) определяется разницей отметок подошвы и кровли проницаемого интервала.

Нефтенасыщенная толщина (толщина коллектора, насыщенного только нефтью) может быть равна эффективной, если весь пласт насыщен нефтью, или быть меньше, когда часть коллектора водонасыщена.

Построение структурных карт по кровле и подошве продуктивного пласта выполняется в системе плоских прямоугольных координат Гаусса – Крюгера методом треугольников. Сечение изогипс при-

нимается кратным 10 метрам. При проведении интерполяции значений абсолютных отметок между двумя соседними скважинами предполагается, что их изменение происходит по линейному закону.

На топографическую основу по координатам наносится местоположение скважин (рис. 25). Рядом со скважиной показывают: в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютную отметку кровли пласта. Способ для составления структурных карт состоит в том, что скважины соединяют линиями так, чтобы образовалась система треугольников. Затем проводят интерполяцию между скважинами. Если абсолютная отметка кровли пласта в скважине 1 (см. рис. 25) составляет минус 593 м и в скважине 15 – минус 625 м, то интерполяция проводится таким образом, чтобы найти точки с отметками изогипс: – 600 м; – 610 м; – 620 м. Затем одноименные отметки соединяют плавными линиями.

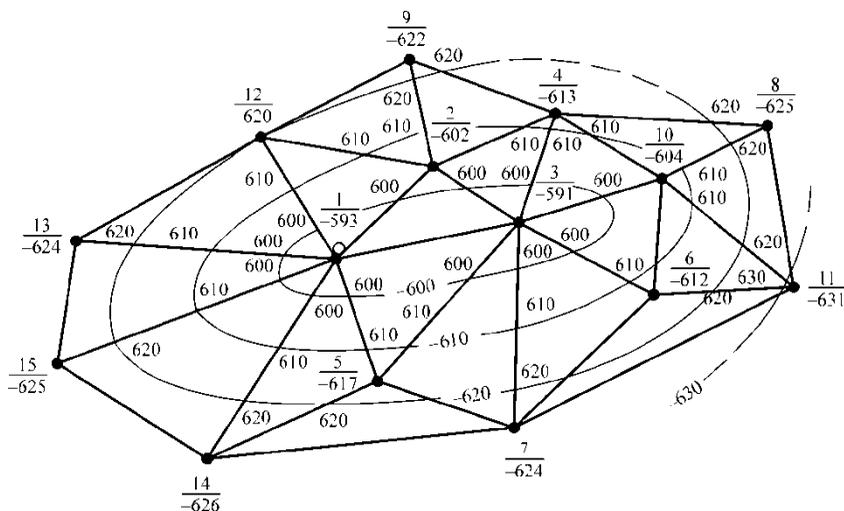
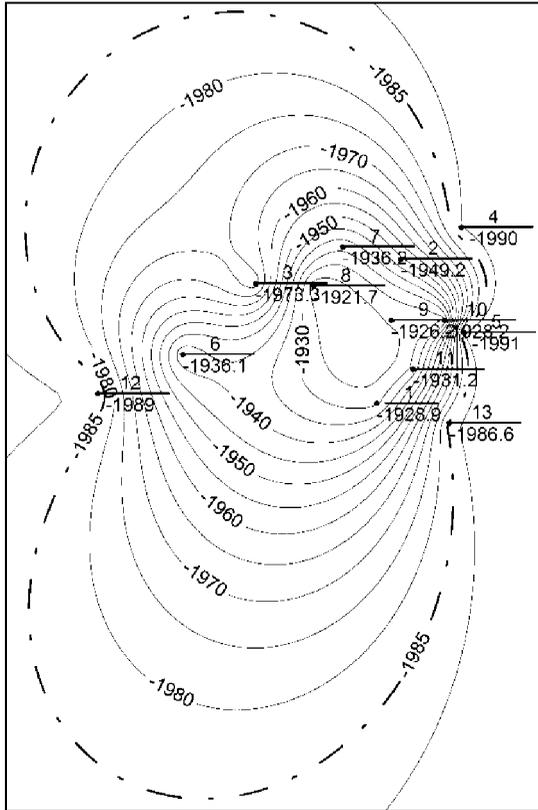


Рис. 25. Построение структурной карты по способу треугольников: в числителе дроби – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка кровли (подошвы) пласта

На рис. 26, 27 приведены структурные карты, построенные по кровле и подошве продуктивного пласта. Задаваясь исходными данными, на структурные карты кровли и подошвы пласта наносят

изогипсу с горизонтальным положением водонефтяного контакта (минус 1985 м, см. рис. 26, 27).

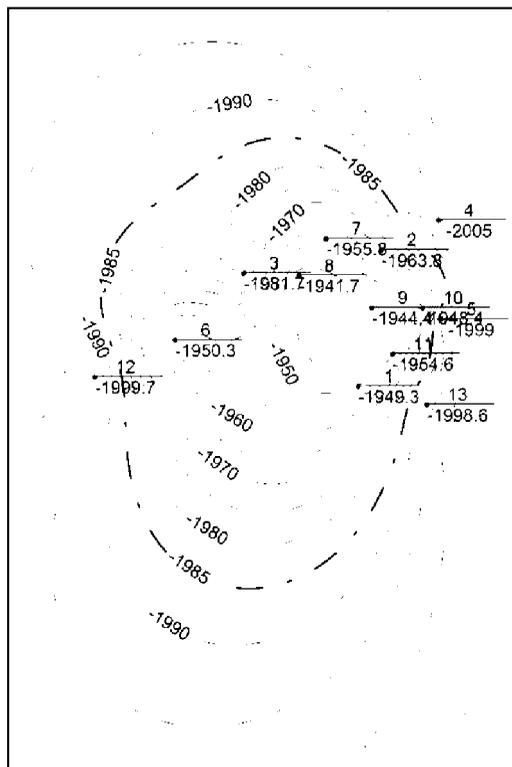


Масштаб 1:75 000

Рис. 26. Структурная карта по кровле продуктивного пласта:  
 — — — — — стратогипс кровли пласта, — · — — — — внешний контур нефтеносности,  $\frac{4}{-1990}$  —  $\frac{\text{номер скважины}}{\text{абсолютная отметка кровли пласта}}$

Изогипса отметки ВНК на карте кровли продуктивного пласта является внешним контуром нефтеносности, ограничивая размеры нефтяной залежи. Изогипса отметки ВНК на карте по-

дошвы продуктивного пласта является внутренним контуром нефтеносности, ограничивая размеры чистой нефтяной зоны (ЧНЗ) залежи.



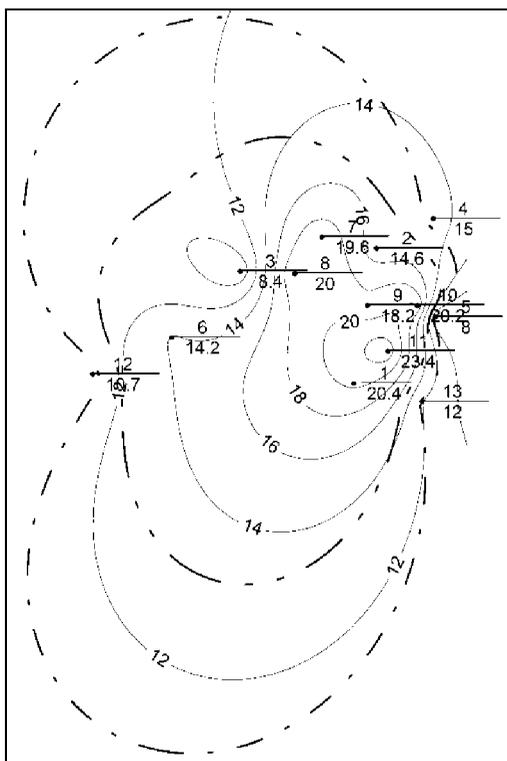
Масштаб 1:75 000

Рис. 27. Структурная карта по подошве продуктивного пласта:  
 — — — — — стратоизогипса подошвы пласта, — — — — — внутренний контур нефтеносности, ● —  $\frac{4}{-2005}$  —  $\frac{\text{номер скважины}}{\text{абсолютная отметка подошвы пласта}}$

Площадь между внутренним и внешним контурами нефтеносности составляет водонефтяную зону (ВНЗ), в ее пределах находятся как нефтенасыщенные (выше ВНК), так и водонасыщенные (ни-

же ВНК) коллекторы. Поэтому для скважин в ВНЗ перфорируют только верхнюю нефтенасыщенную часть.

Карта эффективных толщин (рис. 28) строится путем интерполяции значений толщин коллекторов в скважинах. Сечение изопахит принимается в зависимости от толщин кратным 1, 2 или 4 м. Далее на карту эффективных толщин копируют внешний и внутренний контуры нефтеносности, снятые со структурных карт кровли и подошвы. Эта карта имеет особое значение при проектировании системы заводнения.

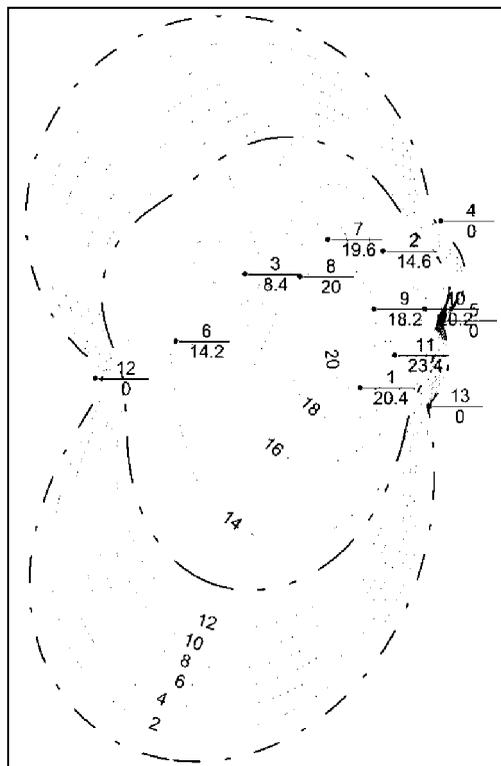


Масштаб 1:75000

Рис. 28. Карта эффективных толщин: — — — — — изолиния эффективных толщин, — — — — — внешний контур нефтеносности, — — — — — внутренний контур нефтеносности, ● — — — — — номер скважины

15 — — — — — эффективная толщина

Построение карты нефтенасыщенных толщин (рис. 29) производится следующим образом. Первоначально на планшет со структурных карт переносятся местоположение скважин, внешний и внутренний контуры нефтеносности. В пределах внутреннего контура нефтеносности полностью переносится рисовка с карты эффективных



Масштаб 1:75 000

Рис. 29. Карта нефтенасыщенных толщин: — — — — — изолиния нефтенасыщенных толщин, — — — — — внешний контур нефтеносности, — — — — — внутренний контур нефтеносности,  
 $\frac{8}{20}$  — номер скважины  
 $\frac{8}{20}$  — эффективная толщина

толщин, так как в пределах ЧНЗ залежи находятся только нефтенасыщенные коллекторы. После этого проводится интерполяция значений нефтенасыщенных толщин с учетом нулевой изопахиты на внешнем контуре.

Подсчет геометрического объема залежи нефти осуществляется с помощью подсчетной палетки. Для этого на прозрачную кальку наносится сетка с ячейками 1×1 см, после чего готовится таблица по образцу (см. ниже). Отдельно считаются площади и объемы чисто нефтяной зоны и водонефтяной зоны.

Параметр	$F, \text{см}^2$	$F, \text{м}^2$	$h_n, \text{м}$	$V, \text{м}^3$
$F_1$	...	...	...	...
$F_2$	...	...	...	...
...	...	...	...	...
$F_3$	...	...	...	...
Итого:	...	...	...	...

Например, путем наложения палетки на карту нефтенасыщенных толщин (см. рис. 29) можно последовательно произвести расчет площадей, оконтуренных изопахитами от нуля до 2 м ( $F_{0-2}$ ), от 2 до 4 м ( $F_{2-4}$ ), от 4 до 6 м ( $F_{4-6}$ ) и т.д. Результат для каждой рассчитанной площади вносится в графу « $F, \text{см}^2$ » таблицы. Затем с учетом масштаба результаты пересчитываются в  $\text{м}^2$  и вносятся в графу « $F, \text{м}^2$ ».

Далее в графу « $h_n, \text{м}$ » таблицы заносятся средние значения толщин, ограниченных изолиниями расчетных площадей. Например, для площади  $F_{0-2}$ , ограниченной изопахитами от нуля до 2, среднее значение  $h_n = 1$  м. Произведение каждой площади на толщину  $Fh_n$  позволяет рассчитать объем  $V$  соответствующего участка нефтеносного пласта. Геометрический объем всей залежи определяется путем их последующего суммирования:

$$V = F_1 h_{n1} + F_2 h_{n2} + \dots + F_n h_{nn}. \quad (19)$$

Расчет геологических запасов нефти (тыс. т) производится по формуле объемного метода

$$\text{НГЗ}_{\text{геол}} = V K_{\text{п}} K_{\text{н}} \rho \theta, \quad (20)$$

где  $V$  – геометрический объем нефтеносного пласта,  $\text{м}^3$ ;  $K_{\text{п}}$  – коэффициент открытой пористости, д.е.;  $K_{\text{н}}$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;  $\rho$  – плотность нефти на поверхности,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $\theta$  – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти:  $\theta = 1/b$ ;  $b$  – объемный коэффициент пластовой нефти.

Извлекаемые запасы нефти (тыс. т) рассчитываются как часть геологических с учетом принятого коэффициента извлечения нефти:

$$\text{НИЗ} = \text{НГЗ КИН}. \quad (21)$$

Геологические и извлекаемые запасы растворенного в нефти газа ( $\text{млн м}^3$ ) рассчитываются через начальное газосодержание нефти  $G$ :

$$Q_{\text{геол-рг}} = Q_{\text{геол}} G \text{ и } Q_{\text{изв-рг}} = Q_{\text{изв}} G. \quad (22)$$

В результирующей части контрольной работы должны быть приведены величины геологических и извлекаемых запасов для нефти (тыс. т) и растворенного в нефти газа ( $\text{млн м}^3$ ) отдельно по чисто нефтяной зоне и водонефтяной зоне и в целом по залежи.

## СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Брагин Ю.И., Вагин С.Б., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: справочник. М.: Недра, 2004.

2. Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Лузина Н.Г., Лобанов Д.С., Емашов Р.И. Возможности оперативного контроля остаточных извлекаемых запасов на различных стадиях разработки нефтяных эксплуатационных объектов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19, № 4. С. 322–334.

3. Галкин С.В., Поплыгин В.В. Проектирование разработки нефтяных месторождений: учеб.-метод. пособие. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2017. 130 с.

4. Гладких Е.А., Хижняк Г.П., Галкин В.И. Влияние фильтрационно-емкостных свойств объектов разработки на величину коэффициента нефти в различных геолого-физических условиях // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329, № 7. С. 77–85.

5. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: учебник для вузов. М.: Недра-Бизнес-центр, 2000. 414 с.

6. Мартюшев Д.А., Галкин С.В., Шелепов В.В. Влияние напряженного состояния горных пород на матричную и трещинную проницаемость в условиях различных литолого-фациальных зон турнефаменских нефтяных залежей Верхнего Прикамья // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2019. № 5, С. 44–52.

7. Применение кластерного анализа при оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти высокоизученных территорий / О.А. Мелкишев, В.И. Галкин, С.В. Галкин, В.Ш. Гурбанов, К.А. Кошкин // SOCAR Proceedings Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2018. № 3. С. 16–23.

8. Путилов И.С. Трехмерное геологическое моделирование при разработке нефтяных и газовых месторождений. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2011. 130 с.

9. Репина В.А., Галкин В.И., Галкин С.В. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268–274.

10. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья / Утвержден 20.09.2019 Минприроды России (Министерство природных ресурсов и экологии РФ) (приказ №639). М., 2019.

**Контрольные вопросы для подготовки к экзамену**

1. Задачи нефтепромысловой геологии. Понятие залежи, месторождения, коллектора, флюида. Антиклинальная ловушка углеводородов.
2. Классификация осадочных горных пород.
3. Основные эксплуатационные карбонатные и терригенные объекты Пермского края. Геологические особенности и степень их освоенности.
4. Свойства пластовых флюидов (вода, нефть, газ). Растворимость, плотность, вязкость.
5. Пластовые давления и температура. Давление насыщения. Фильтрация флюидов в пласте.
6. Задачи и структура геолого-разведочных работ ГРП. Типовой комплекс ГРП.
7. Понятие ресурсов и запасов углеводородов. Перечислить категории ресурсов и запасов по Российской классификации (2013).
8. Региональные работы на нефть и газ. Категории ресурсов D2 и D1.
9. Площадные геофизические методы поисков. Категории ресурсов Dл и D0.
10. Сейсморазведка 2D и 3D. Структурно-параметрическое бурение.
11. Этап разведки нефтяных и газовых месторождений. Категории запасов C2 и C1.
12. Категории запасов углеводородов по Российской классификации (2013).
13. Понятие активных и трудноизвлекаемых запасов.
14. Классификация месторождений по фазовому соотношению нефти, газа, конденсата:
15. Определения ресурсов и запасов по классификации. PRMS
16. Категории доказанных запасов по классификации PRMS.
17. Категории ресурсов по классификации. PRMS.

18. Сравнение российской и международных классификаций запасов.

19. Отбор керна при бурении скважин. Полноразмерный и стандартный керн. Методика отбора керна из продуктивных отложений.

20. Изучение керна (срочное, микро- и макроописание). Оценка ФЕС по керну. Отбор шлама.

21. Опробование пластов в процессе бурения.

22. Геофизические методы исследования скважин. Решаемые задачи. Общие и детальные исследования. Стандартный комплекс ГИС.

23. Методы ГИС. Кавернометрия. Радиоактивные методы (ГК, НГК, ННК-г).

24. Электрические методы ГИС (ПС, БКЗ, БК, ИК, МЗ).

25. Выделение коллекторов и характера насыщения по ГИС в терригенном и карбонатном разрезе.

26. Технологии ГИС в процессе бурения. MWD и LWD-технологии. Гамма-гамма-каротаж.

27. Применение обсадных полимерных и стальных труб. Оценка характера насыщения коллекторов в обсаженных скважинах.

28. Гидродинамические методы исследования скважин. Метод установившихся отборов.

29. Гидродинамические методы исследования скважин. Методы восстановления пластового давления.

30. Скин-фактор. Гидропрослушивание скважин.

31. Коллекторские свойства горных пород. Общая и открытая пористости. Граничные значения  $K_p$  коллекторов.

32. Определение коэффициента пористости по керну и ГИС.

33. Кавернозность. Выделение в геологическом разрезе трещинных коллекторов.

34. Водно- нефте- и газонасыщенность пород-коллекторов. Методы определения остаточной водонасыщенности по керну и ГИС.

35. Смачиваемость горных пород. Гидрофобные и гидрофильные коллекторы.

36. Особенности нефтевытеснения при различной смачиваемости пород.

37. Проницаемость горных пород. Физический смысл проницаемости. Абсолютная, фазовая и относительная проницаемость.
38. Проницаемость горных пород, методы определения (керна, ГИС, ГДИ).
39. Неоднородность продуктивных пластов. Коэффициенты расчлененности и песчаности.
40. Обоснование положения ВНК. Понятие переходных зон.
41. Подсчет геологических запасов углеводородов объемным методом.
42. Обоснование коэффициента извлечения нефти. Извлекаемые запасы. Факторы, влияющие на КИН.
43. Выделение эксплуатационных объектов.
44. Системы разработки многопластовых месторождений. Одновременнo-раздельная эксплуатация.
45. Природные режимы вытеснения нефтяных залежей. Водонапорный, упруговодонапорный, режим газовой шапки.
46. Природные режимы истощения нефтяных залежей. Растворенного газа, гравитационный.
47. Природные режимы газовых залежей.
48. Условия разработки залежей на естественном режиме. Занконтурное и приконтурное заводнение.
49. Системы площадного заводнения. Разрезание залежи рядами нагнетательных скважин. Избирательное заводнение.
50. Сетка скважин эксплуатационного объекта.

Учебное издание

ГАЛКИН Сергей Владиславович,  
ПОПЛАУХИНА Татьяна Борисовна

НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ  
И ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Учебное пособие*

Редактор и корректор *М.Н. Афанасьева*

---

Подписано в печать 21.09.2021. Формат 60×90/16.  
Усл. печ. л. 6,1. Тираж 100 экз. Заказ № 197/2021.

---

Издательство  
Пермского национального исследовательского  
политехнического университета.  
Адрес: 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29, к. 113.  
Тел. (342) 219-80-33