

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Пулькина Н.Э., Зимина С.В.

ИЗУЧЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета

Издательство
Томского политехнического университета
2012

УДК 622.276.03(075.8)

ББК 33.361я73

Пулькина Н.Э.

П885 Изучение неоднородности продуктивных пластов: практикум для выполнения учебно-научных работ студентами направления «Нефтегазовое дело» / Пулькина Н.Э., Зими́на С.В.; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 79 с.

Практикум составлен авторами, чтобы помочь студентам в проведении учебно-научных исследований в области нефтегазовой геологии, проектировании систем разработки и управления процессами нефтегазоизвлечения.

Практикум разработан на основе учебников «Нефтегазопромысловая геология», «Геологические основы разработки нефтяных месторождений», «Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа» а также методических указаний «Методы построения структурных карт», «Построение геологической модели залежи», составленных авторами.

Содержащиеся в практикуме задания могут выполняться студентами самостоятельно и под руководством преподавателя, а также могут использоваться в научных исследованиях по тематике нефтяной геологии.

УДК 622.276.03(075.8)

ББК 33.361я73

Рецензенты:

Кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий специалист ТФ ФГУП «СНИИГГиМС»,
В.Е. Пешков

Кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры ТХНГ
ИПР ТПУ, *В.Г. Крец*

© ФГБОУ ВПО НИ ТПУ, 2012

© Пулькина Н.Э., Зими́на С.В., 2012

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2012

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	3
ВВЕДЕНИЕ	4
1. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ В ПРАКТИКЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	5
2. ТИПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ.....	9
2.1 Ультрамикронеоднородность	10
2.2 Микронеоднородность	10
2.2.1 Некоторые примеры влияния вещественного состава коллекторов на их физические свойства, выявленные при разработке нефтяных месторождений	15
2.3 Макронеоднородность.....	17
2.4 Метанеоднородность	26
3. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ.....	28
3.1 Лабораторно–экспериментальные исследования	28
3.2 Промыслово–гидродинамические методы.....	30
3.3 Геолого–геофизические методы.....	32
4. МЕТОДЫ ОТОБРАЖЕНИЯ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	35
4.1 Расчленение продуктивной части разреза скважин и выделение пластов–коллекторов	35
4.2 Составление геолого–геофизического профильного разреза по скважинам	40
4.3 Методика построения карт.....	41
4.3.1 Структурные карты.....	42
4.3.2 Карты изопахит	46
5. ВЫПОЛНЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ.....	47
Задание 1. Выделение пластов–коллекторов	48
Задание 2. Построение геологических профилей.....	50
Задание 3. Построение пластовых карт	53
Задание 4. Расчет коэффициентов, характеризующих неоднородность продуктивных пластов.....	57
6. СОСТАВЛЕНИЕ ОТЧЕТА О ПРОДЕЛАННОЙ РАБОТЕ	64
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ	66
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	70
ПРИЛОЖЕНИЕ 1.....	72
ПРИЛОЖЕНИЕ 2.....	75

ВВЕДЕНИЕ

Геологическая неоднородность – одна из важнейших характеристик пород–коллекторов. Ее изучение позволяет уточнить геологическую модель залежи или объекта разработки. Необходимость введения понятия геологической неоднородности возникла в начале 60–х годов прошлого века ввиду того, что проектные показатели разработки, полученные с помощью гидродинамических моделей, отличались от фактических.

За последние годы институтами ВНИИ, ТатНИПИнефть, БашНИПИнефть, КраснодарНИПИнефть и другими проведен значительный объем исследовательских работ в области изучения неоднородности пластов, в результате которых выработаны методические приемы обработки геолого–промысловых данных. Однако, несмотря на то, что проблеме изучения неоднородности уделяется большое внимание, до сих пор еще не выработаны критерии оценки и единые методические основы ее учета как при подсчете запасов нефти и газа, так и при проектировании разработки нефтяных залежей.

В настоящем методическом указании подробно рассмотрены теоретические аспекты изучения геологической неоднородности, ее типы и методы изучения, а также приемы выделения по электрокаротажным диаграммам пород–коллекторов, методы картирования осадочных толщ и установление распространения различных их типов по площади.

Исходным материалом для выполнения практических работ служат комплексы каротажных диаграмм, схемы расположения скважин определенных участков нефтегазоносной площади.

В процессе обучения студенты должны уметь ставить геологические задачи, решение которых доступно геологическим и геофизическим методами, владеть навыками элементарных расчетов по геофизическим материалам, уметь анализировать результаты исследований и делать выводы о строении залежи и месторождения в целом.

Методические указания предназначены для студентов вузов нефтегазового профиля, специальностей «Геология нефти и газа», «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» и служат основой для выполнения практических работ и самостоятельной работы студентов с литературой, геолого–геофизической информацией.

1. ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ В ПРАКТИКЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

За последнее время изучение геологической неоднородности продуктивных пластов привлекает все большее внимание исследователей, занимающихся вопросами подсчета запасов, проектирования и разработки нефтяных залежей. Необходимость изучения геологической неоднородности горизонтов назрела при разработке нефтяных залежей с применением методов поддержания пластового давления путем нагнетания воды в нефтяные пласты (законтурное, приконтурное, внутриконтурное, избирательное, очаговое и другие методы заводнения).

Изучением неоднородности нефтеносных пластов с различными задачами и целями занимались многие исследователи, среди которых следует отметить работы М.А. Жданова, А.П. Крылова, В.С. Мелик-Пашаева, Ю.П. Борисова, М.И. Максимова, М.Л. Сургучева, В.В. Воинова, Л.Ф. Дементьева, В.Д. Лысенко, О.К. Обухова, Е.И. Семина, З.К. Рябининой и др. Однако, несмотря на такое значительное число исследователей, среди них до настоящего времени нет единой точки зрения по вопросам терминологии, классификации и оценки неоднородности пластов. Предложено несколько подходов к оценке неоднородности, предусматривающих различную степень детализации структуры залежи. Один из них – с выделением пяти видов неоднородности – принадлежит Л.Ф. Дементьеву [3] и подробно им описан. Не имея возможности представить все взгляды на геологическую неоднородность и учитывая объективную необходимость постоянного развития методов ее изучения, в том числе и компьютерных, здесь изложены основные промыслово-геологические представления о неоднородности продуктивных пластов.

Следует отметить, что однородных пластов, в которых физические свойства пород не изменялись бы по площади и разрезу в природе, не существуют. Детальное изучение физических свойств коллекторов как лабораторными методами, так и промыслово-геофизическими показывает, что даже мощные пласты песчаников, на первый взгляд однородные, существенно меняют свои свойства по разрезу [12]. Так, монолитные по данным стандартного каротажа пласты песчаников на диаграммах микрозондов расчленяются на серию прослоев с различными электрическими сопротивлениями (рис. 1). В результате анализа образцов пород установлено, что это изменение сопротивления пород связано с изменением проницаемости.

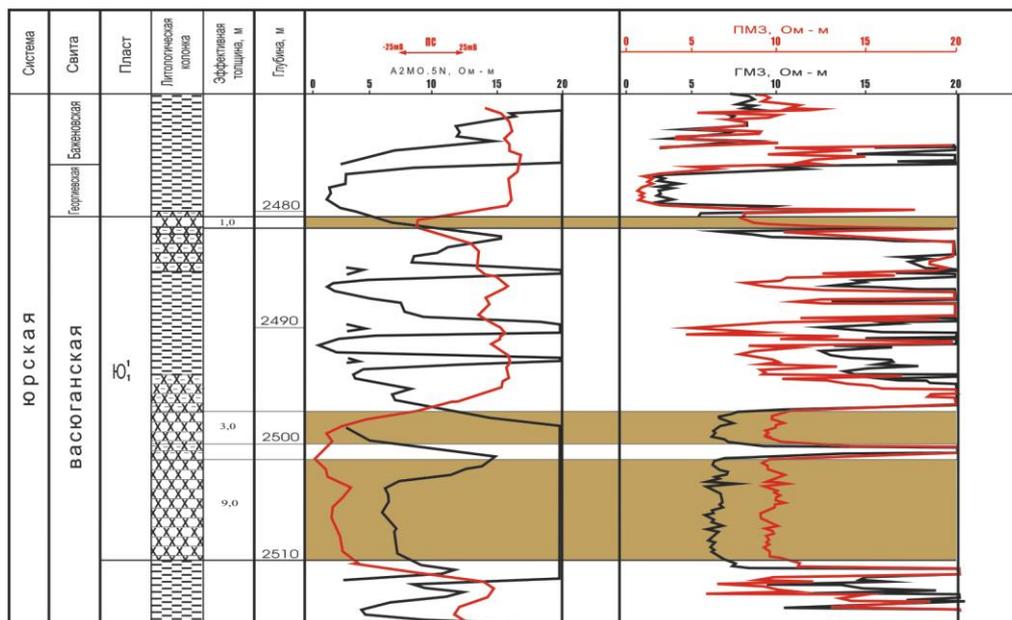


Рис. 1. Использование полного каротажа для построения разреза скважины и выделения продуктивных горизонтов. Останинское месторождение, скв. 450

Изучение нефтяных залежей, приуроченных к песчаным горизонтам большой мощности, показывает, что в некоторых разрезах имеются глинистые пласты и пропластки, не распространяющиеся непрерывно по всей площади залежи и не изолирующие нижнюю часть горизонта от верхней. Поэтому при разработке подобных залежей по мере отбора нефти и газа поверхность водонефтяного контакта беспрепятственно перемещается в вертикальном направлении. Надо полагать, что такая неоднородность не имеет существенного значения при разработке нефтяных залежей и подобный горизонт может рассматриваться как однородный [4].

Таким образом, однородным, хорошо проницаемым продуктивным горизонтом следует считать такой песчаный горизонт, в котором, несмотря на наличие глинистых пропластков, поверхность водонефтяного контакта может перемещаться в вертикальном направлении. Точно так же к однородным пластам следует относить такой пласт, в котором уменьшение проницаемости пород происходит в пределах, не препятствующих продвижению через них воды, при применении методов поддержания пластового давления путем нагнетания воды.

Среди исследователей существуют различные взгляды в отношении того, что является объектом изучения. Одни [15] полагают, что следует изучать эксплуатационные объекты, другие [16] – продуктивный пласт. По-видимому, в зависимости от геологического строения и мощ-

ности нефтяных и газовых горизонтов предметом исследования может являться как пласт, так и в целом горизонт или эксплуатационный объект.

В тех случаях, когда количество пластов, слагающих горизонт, невелико и они имеют достаточную мощность, изучение геологической неоднородности должно вестись по каждому пласту в отдельности.

Если же нефтяные горизонты состоят из часто переслаивающихся песчаных или алевроитовых пластов с глинистыми пропластками и не представляется возможным изучение каждого из них в отдельности, более эффективным становится выявление геологической неоднородности всего нефтяного горизонта или эксплуатационного объекта в целом.

В практике проектирования разработки нефтяных залежей очень часто прибегают к различным упрощениям, касающимся природы самого пласта и насыщающих его флюидов, а также к осреднению параметров, характеризующих основные физические свойства коллектора. В результате искажается строение пласта (он представляется более однородным).

В действительности пласт имеет весьма сложное строение и изменчив по многим параметрам, поэтому создать модель нефтяной залежи, полностью отображающую реальное строение пластов, – задача не простая. Если сравнить площадь извлекаемых из всех разведочных скважин кернов по одному из пластов с площадью этого пласта в пределах контура нефтеносности, то она не составит даже и одной миллионной ее части. Поэтому представление о залежи в стадии ее разведки, когда исследователь располагает лишь данными десятка скважин, значительно отличается от последующих представлений, когда нефтяная залежь разбуривается эксплуатационными скважинами.

Неоднородность называется геологической, потому что она обусловлена в основном геологическими процессами, результатом которых являются изменение литологических, петрографических, а также физических свойств пород. В связи с многообразием форм проявления геологической неоднородности наиболее приемлемое ее определение должно учитывать неоднородность отдельного пласта, горизонта в целом, а также пород–коллекторов и может быть сформулировано следующим образом.

Под геологической неоднородностью следует понимать изменчивость литологического состава изучаемых пластов по площади, характер и степень чередования по разрезу нефтяного горизонта, проницаемых пластов с непроницаемыми, а также изменчивость физических свойств коллекторов, обусловленную их вещественным составом, структурой и текстурой порового пространства.

Степень изученности геологической неоднородности продуктивных пластов не одинакова для различных стадий разведки и разработки нефтяных месторождений

На этапе бурения поисковых скважин геологическая неоднородность продуктивных горизонтов и свит может быть охарактеризована лишь качественно в пределах разрезов отдельных скважин.

На стадии промышленной разведки неоднородность продуктивных пластов должна быть изучена с большей детальностью по всей площади залежи и графически представлена корреляционными схемами и картами литологических разностей, изопахит и другими материалами, которые должны явиться геологической основой для составления технологической схемы разработки.

Детальное изучение неоднородности продуктивных пластов для составления проекта разработки нефтяной залежи будет достигнуто после бурения значительной части скважин, испытания и опытной эксплуатации отдельных пластов, слагающих нефтяной горизонт; исследований на приток жидкости в скважинах глубинными дебитомерами, наблюдений за продвижением воды по отдельным пластам, т. е. тогда, когда представится возможность наиболее полно отразить на картах условия залегания нефти и газа в недрах.

В ряде случаев при учете неоднородного строения пластов необходимо учитывать масштабность ее проявления. Например, в некоторых случаях считают, что коллектор сложен только двумя однородными участками различной проницаемости, в пределах которых можно принимать проницаемость и пористость пород постоянными. Такая схема строения неоднородного пласта при крупномасштабном учете изменения его свойств допустима при решении, например, задач рациональной расстановки скважин на залежи. При изучении же закономерностей стягивания контуров водоносности на той же залежи может потребоваться учет неоднородного строения, и свойств пластов в более мелком масштабе расстояний. Проявление неоднородности физических свойств горных пород в пределах еще меньших расстояний необходимо рассматривать при изучении физико-химических процессов вытеснения нефти водой и газом из пористых сред. Установлено, что в механизме вытеснения важную роль играют процессы перераспределения газожидкостных смесей в поровом пространстве пород, происходящие под влиянием капиллярных сил. Результат их проявления во многом зависит от строения пород и степени неоднородности их емкостных и фильтрационных свойств. Вероятнее всего для этого необходимо учитывать и отображать неоднородность структур и состава пород с масштабом проявления в пределах 0,01 – 10 м.

2. ТИПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

При проектировании рациональной системы разработки нефтяных месторождений одной из наиболее важных проблем является проблема изучения и качественного отображения неоднородности природной геологической системы, а также учет влияния неоднородности на динамику основных показателей разработки.

Любой природный резервуар обладает сложнейшим строением и представляет из себя целостную геологическую систему, состоящую из структурно–иерархических уровней. Определенный тип неоднородности соответствует определенному иерархическому уровню. Следует отметить, что в специальной литературе часто разделяют геологическую неоднородность на **микронеоднородность** и **макронеоднородность** [9]. При этом характеристики микронеоднородности соответствуют первому иерархическому уровню, а макронеоднородность – остальным трем структурным уровням.

Иерархическая структура терригенных нефтяных пластов состоит из четырех структурных уровней (рис. 2).

I – уровень элементарного объема породы с оценкой минерального состава скелета и количества цементирующего вещества;

II – уровень геологических тел, сложенных единым литологическим типом пород, в данном случае уровень песчаных пропластков;

III – уровень геологических тел, представляющих систему гидродинамически связанных пропластков;

IV – уровень геологических тел, представляющих систему гидродинамически несвязанных пластов, каждый из которых в общем случае представляет систему гидродинамически связанных пропластков.

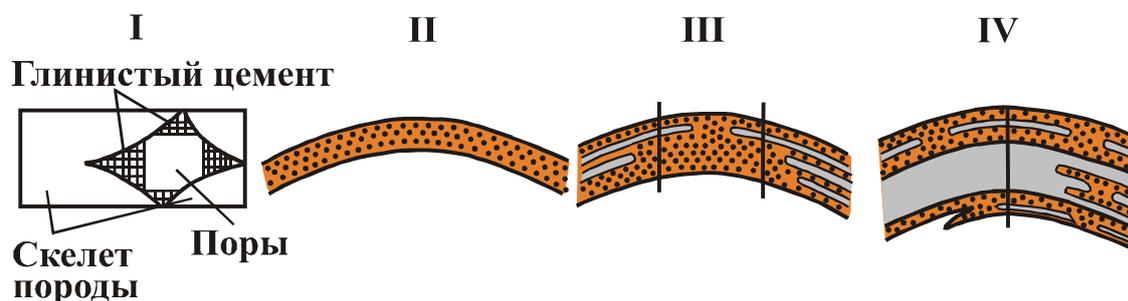


Рис. 2 Схема выделения структурных уровней геологической неоднородности

2.1 Ультрамикронеоднородность

Это изучаемое по отдельному образцу свойство породы, структуру которой геометрически, очевидно, показать невозможно, т. к. невозможно определить и зафиксировать положение в пространстве каждого элемента этого уровня, т.е. каждого минерального зерна. Имеется возможность только количественного описания структуры. На образце породы в лабораторных условиях исследуют минеральный состав породы–коллектора, состав и структуру цемента, распределение диаметра поровых каналов. Для большинства нефтесодержащих пород размеры частиц колеблются в пределах 0,001 – 1 мм. Наряду с обычными зернистыми минералами в породе также содержатся глинистые и коллоидно–дисперсные частицы с размерами меньше 0,001 мм.

Гранулометрический состав пород изображают в виде таблиц, гистограмм или кривых суммарного состава, распределения зерен породы по размерам. Результаты изучения ультрамикронеоднородности используются при подборе фильтров для нефтяных скважин: размеры отверстий фильтра, устанавливаемого для предотвращения поступления песка в скважину, должны соответствовать диаметрам частиц пород. Информация об ультрамикронеоднородности учитывается при исследовании процессов вытеснения нефти водой или другим вытесняющим агентом: от ультрамикронеоднородности зависит количество нефти, остающейся в пласте после окончания его эксплуатации в виде пленок, покрывающих поверхность зерен.

2.2 Микронеоднородность

Под микронеоднородностью понимают изменчивость в пределах залежей фильтрационно–емкостных свойств пород–коллекторов, насыщенных углеводородами – проницаемости, пористости, нефтенасыщенности. Микронеоднородность характерна и для терригенных, и еще более для карбонатных коллекторов.

Интенсивность микронеоднородности по проницаемости тесно связана с условиями формирования коллекторов, с вторичными процессами в карбонатных породах, с литологическим и гранулометрическим составом, со степенью цементации и глинистости, структурой пустотного пространства.

При эксплуатации скважин и нефтяных залежей в целом большое значение имеет микронеоднородность по толщине пластов, которая выражается в переслаивании прослоев–коллекторов разной проницаемости.

Микронеоднородность по толщине продуктивных терригенных пластов, в которых преобладают высокопроницаемые прослои в условиях вытеснения нефти водой, на начальных этапах разработки решающего влияния на показатели эксплуатации не оказывает. В поздних стадиях разработки проявляется рост обводненности продукции за счет опережающего заводнения высокопроницаемых слоев при сохранении нефтенасыщенности малопроницаемых. Это обуславливает необходимость увеличения отборов жидкости (и, соответственно, попутной воды) для приобщения малопроницаемых прослоев в процесс дренирования.

При пониженной проницаемости терригенных пород в целом значимость в разрезе пластов малопроницаемых прослоев возрастает – процесс обводнения скважин начинается раньше и протекает интенсивнее. При традиционном заводнении достижение проектного нефтеизвлечения требует более раннего наращивания отборов жидкости, удлинения продолжительности водной стадии разработки, соответствующего увеличения объемов нагнетаемой воды.

Микронеоднородность резко ухудшает процесс вытеснения обычной водой нефти повышенной вязкости (5 – 30 мПа*с), при которой применяют обычное заводнение. За счет ускоренного перемещения воды по наиболее высокопроницаемым прослоям практически все скважины начинают обводняться уже с самого начала разработки. В течение всего периода разработки необходимо наращивать отборы жидкости. Продолжительность разработки залежей резко возрастает. Все это обеспечивает достижение коэффициента извлечения нефти (КИН) не более 0,4.

Карбонатные коллекторы, обладающие обычно умеренной проницаемостью, всегда весьма микронеоднородны, причем послойной микронеоднородности сопутствует микротрещиноватость. Пластам присуща микронеоднородность как по толщине, так и по горизонтали, выражающаяся в наличии участков с низкой проницаемостью среди более проницаемых пород.

Графически микронеоднородность отображают на детальном профиле и картах, характеризующих и макронеоднородность.

На рис. 3 показано распределение проницаемости по толщине и по линии профиля. В границах залегания пород-коллекторов выделены пять интервалов зон с разной проницаемостью. Видно большое несоответствие зон с различной проницаемостью пластов в плане, что создает сложности для извлечения запасов из всех пластов горизонта при осуществляемой совместной их разработке одной сеткой скважин.

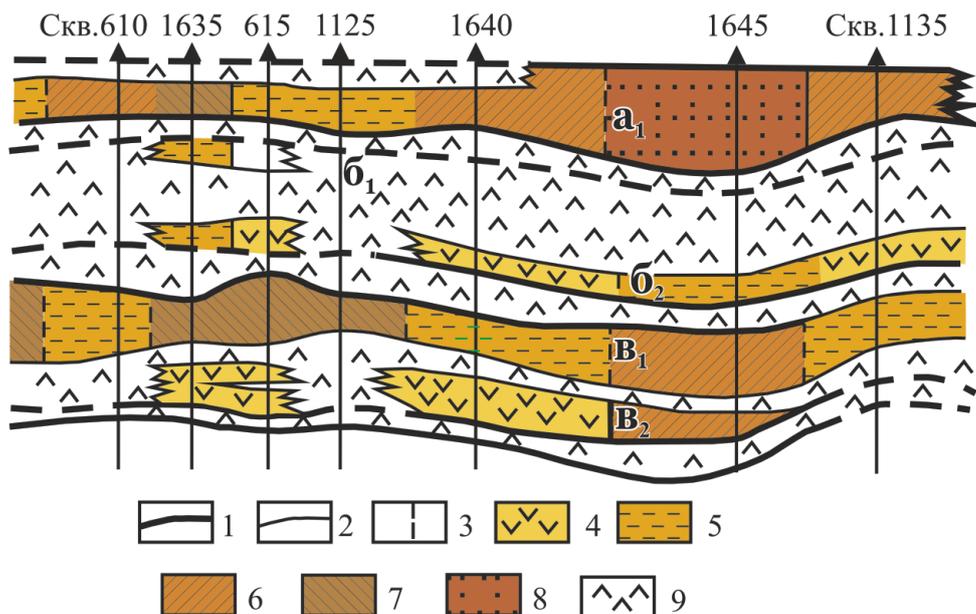


Рис. 3. Отображение макро- и микронеоднородности на геологическом профиле.

Кровля и подошва: 1 – пласта; 2 – прослая; 3 – условные границы между частями пласта с различной проницаемостью; проницаемость, мкм²: 4 – < 0,01; 5 – 0,01 – 0,05; 6 – 0,05 – 0,1; 7 – 0,1 – 0,4; 8 – > 0,04; 9 – непроницаемые породы; а – в – индексы пластов

Поскольку геологический профиль не дает представления об изменении свойств пластов по площади, для каждого из них строят специальную карту.

На карту наносят граничные значения изучаемого свойства (проницаемость, пористость и др.) или изолинии значений изучаемого параметра, что позволяет показать их изменение по площади залежи.

На рис. 4 приведен фрагмент карты для одного из пластов, на которой показано распространение коллекторов с разной продуктивностью.

Из карты следует, что по периферии залежи пласт в основном сложен среднепродуктивными породами, в центре располагается зона высокопродуктивных коллекторов, а по большей части площади залежи без четко выраженной закономерности фиксируются сравнительно небольшие участки с низкопродуктивными или непродуктивными коллекторами и зоны отсутствия коллекторов.

Серия таких карт, построенных для всех пластов продуктивного горизонта, дает объемное представление о характере изменения свойств пластов в пределах залежи.

Интенсивность микронеоднородности влияет на выбор системы разработки. При малой микронеоднородности и сопутствующих других

благоприятных геолого–физических факторах могут реализовываться системы разработки с менее активными видами заводнения, разреженными сетками основного фонда скважин и с применением необходимых гидродинамических мероприятий по регулированию из числа тех, что требуются и при макронеоднородном строении пластов. При более выраженном влиянии микронеоднородности широкое применение нашел метод нестационарного заводнения.

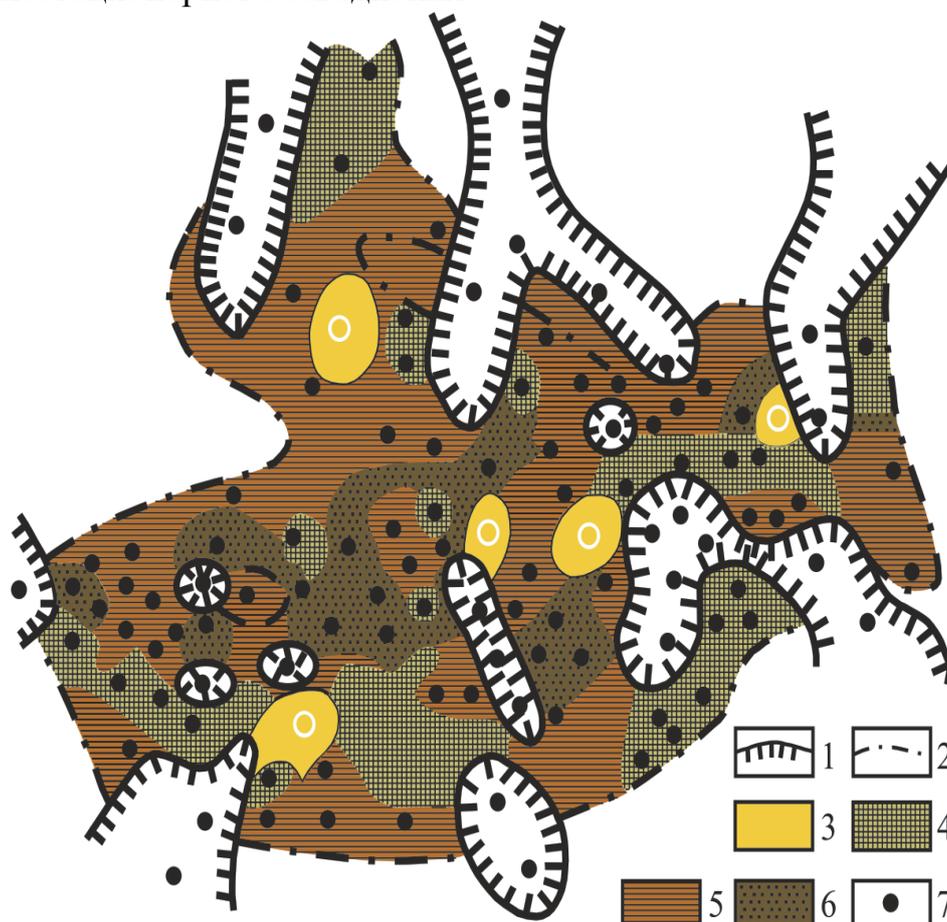


Рис. 4. Фрагмент карты распространения коллекторов разной продуктивности:

1 – граница зоны распространения коллекторов (засечки направлены в сторону размещения неколлектора); 2 – внешний контур нефтеносности; коллекторы: 3– непродуктивные 4 – низкопродуктивные; 5 – среднепродуктивные; 6 – высокопродуктивные; 7 – скважины

Циклическое заводнение изменяет направление внутрипластовых перемещений флюидов. Цикличность создается путем организации чередующейся работы нагнетательных и добывающих скважин, поочередного включения в работу различных участков рядов нагнетательных скважин, изменения режима работы нагнетательных и добывающих

скважин. Масштабы, последовательность и продолжительность циклов следует обосновывать для каждой залежи с учетом ее геолого–физических особенностей и этапа разработки. При этом за каждый цикл, в пласт необходимо нагнетать объемы воды, строго соответствующие объему отбираемой жидкости.

Циклическое заводнение в последние годы широко применяется во всех нефтедобывающих районах: – в Татарстане, Западной Сибири, Башкортостане, Самарской области, Удмуртии и др. Оно приносит большой технологический и экономический эффект, обеспечивая включение в процесс дренирования малопроницаемых частей залежей, мелких пор, целиков нефти между скважинами, сокращение отборов воды, увеличение КИН при сокращении сроков разработки.

При разработке залежей с заводнением наряду с применением всевозможных гидродинамических методов для снижения отрицательного влияния неоднородности целесообразно применять и физико–химические методы. В поздней стадии разработки возможно закачивать в пласты оторочки мицеллярных растворов, двуокиси углерода для улучшения извлечения остаточных запасов нефти.

В завершающей стадии разработки с обычным заводнением пластов при достижении обводненности продукции до 70 – 80 % следует переходить к применению физико–химических методов для изоляции обводненных высокопроницаемых нефтяных прослоев и вытеснения нефти из низкопроницаемых прослоев. На этом этапе основное значение приобретает применение полимердисперсных и гелевых систем, множество разновидностей которых в последние годы испытывается при разных геолого–физических характеристиках пластов (потокоотклоняющие технологии) [19, 20].

Изучение микронеоднородности позволяет решать ряд практических задач разведки и разработки нефтяных месторождений:

- оценить погрешность определения средних значений геолого–физических свойств и, следовательно, степень разведанности залежи по уровню изученности свойств пород в процессе разведки месторождения;
- оценить процент выноса керна при его выбурировании;
- определять кондиционные пределы параметров продуктивных пород;
- прогнозировать при проектировании разработки характер и темп включения в работу различных частей залежи и соответственно процесс обводнения скважин и добываемой продукции из залежи в целом;

- оценивать охват пластов воздействием, выявлять участки, не вовлеченные в разработку, и обосновывать мероприятия по улучшению использования недр.

2.2.1 Некоторые примеры влияния вещественного состава коллекторов на их физические свойства, выявленные при разработке нефтяных месторождений

Для оценки того какое значение имеет содержание и вещественный состав пород и цемента нефтеносных коллекторов при разработке нефтяных залежей, можно привести следующие примеры [12].

1. Изменение проницаемости пород горизонта БВ8 Мегионского месторождения в Западной Сибири, обусловленное пластической деформацией зерен алюмосиликатов скелетной части коллекторов. Среднеарифметические значения минерального состава этих пород подсчитаны по шлифам 119 образцов, равномерно отобранных по площади и разрезу продуктивного горизонта.

Эти минералы, преобразованные в пластовых условиях, находятся под геостатическим давлением на скелет пород–коллекторов и уплотнены пропорционально последней. Снижение пластового давления в процессе эксплуатации приводит к пластической деформации наиболее измененных обломков и в результате к снижению проницаемости пород. Описанное явление снижения проницаемости полимиктовых пород–коллекторов Мегионского месторождения, по–видимому, отражает своеобразие геологических условий разработки некоторых месторождений Западно–Сибирской низменности и требует дальнейшего изучения.

2. На месторождении Узень при нагнетании горячей альбсеноманской воды, нагретой в специальной установке до 90 – 95 °С, был отмечен рост давления нагнетания на устьях скважин до 140 кгс/см² против 95 – 100 кгс/см², обычных для этого участка при закачке холодной воды. Такое резкое увеличение давления нагнетания горячей воды по сравнению с холодной было неожиданным и требовало объяснения.

Повышение давления нагнетания при закачке горячей воды в данном случае вызывается в основном геологическими явлениями. Продуктивные пласты месторождения Узень отличаются значительным содержанием глинистого цемента (10 – 35 %). Повышение температуры воды для нагнетания приводит к увеличению объема содержащегося в породе глинистого цемента, а следовательно, к уменьшению эффективной пористости и проницаемости пород в призабойной зоне. Высокие давления нагнетания горячей воды зафиксированы в скважинах, в которые ранее нагнеталась холодная вода.

Так, в скв. № 600 давление нагнетания холодной воды колебалось в пределах 34 – 38 кгс/см², переход на закачку горячей воды сопровождался увеличением давления нагнетания до 92 кгс/см². Эти факты дают основание полагать, что основная причина повышения давления нагнетания горячей воды обуславливается изменением физических свойств коллекторов в зависимости от высокого содержания глинистого цемента. Интересно отметить, что высокие давления нагнетания горячей воды около 140 кгс/см² на устье создают на забое давление, близкое к геостатическому, при котором должен произойти гидроразрыв пластов. То обстоятельство, что высокие давления нагнетания воды порядка 140 кгс/см² в последующем снизились до 100 кгс/см², подтверждает происшедший гидроразрыв или расслоение пластов.

3. Многолетние промысловые наблюдения за эксплуатацией скважин и разработкой нефтяных горизонтов при режиме растворенного газа показали, что попытки на нефтяных месторождениях Апшеронского полуострова нагнетания воды в отдельные горизонты, не отличающиеся высокой проницаемостью, не приводили к положительным результатам. Однако в последующем в результате длительной эксплуатации скважин последние стали принимать воду даже без принудительного нагнетания. Объясняется это тем, что при эксплуатации скважин вместе с нефтью выносилось во взвешенном состоянии значительное количество глинистых частиц, содержащихся в нефтеносных песках, что привело к увеличению проницаемости, а следовательно, и к временному повышению поглощающей способности пластов.

4. Из практики разработки ряда газовых месторождений, связанных с хадумским горизонтом на территории Центрального Предкавказья, по наблюдениям Ф.Ф. Рыбакова и Т.Т. Ларинцева, было установлено, что песчано–алевролитовые породы, содержащие в цементе глинистые материалы с разбухающей решеткой, при соприкосновении с пресной водой становятся практически непроницаемыми.

Перечисленные примеры подтверждают влияние вещественного состава и, в частности, содержания цемента в нефтесодержащих породах на особенности разработки нефтяных залежей. Более глубокое изучение минералогического состава коллекторов как обломочной части, так и цемента позволит предвидеть физико–химические явления, которые могут возникнуть при осуществлении различных методов воздействия на нефтяные пласты с тем, чтобы учесть их при проектировании научно обоснованной системы разработки нефтяных залежей.

2.3 Макронеоднородность

Если каждый прослой коллектора рассматривать как единое нерасчлененное целое, т.е. выделять в разрезах скважин только коллекторы и неколлекторы и проследить распространение тех и других по площади залежи, то можно изучить макроструктуру нефтегазоносного пласта (горизонта) и его макронеоднородность.

Макронеоднородность отражает морфологию залегания пород–коллекторов в объеме залежи углеводородов, т.е. характеризует взаимное распределение в ней коллекторов и неколлекторов.

Макрооднородным считают единичный пласт (горизонт) монолитного строения, залегающий в пределах залежи повсеместно и имеющий относительно постоянную мощность. Такие залежи встречаются редко.

Для изучения макронеоднородности используются материалы ГИС по всем пробуренным скважинам. Надежную оценку макронеоднородности можно получить только при наличии детальной корреляции продуктивной части разрезов скважин.

Особую важность детальная корреляция и изучение макронеоднородности приобретают при расчлененности продуктивных горизонтов непроницаемыми прослоями.

Макронеоднородность изучают по вертикали (по толщине горизонта) и по простиранию пластов (по площади).

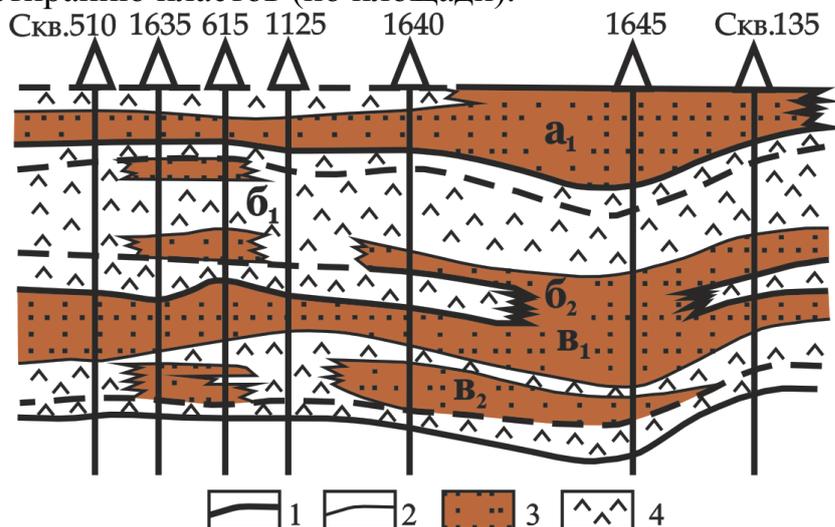


Рис. 5. Отображение макронеоднородности на фрагменте геологического профиля горизонта.

Кровля и подошва: 1 – пласта, 2 – прослоя; 3 – коллектор; 4 – неколлектор;
а–в – индексы пластов-коллекторов

По толщине макронеоднородность проявляется в присутствии в разрезе

горизонта нескольких продуктивных пластов и прослоев коллекторов (обычно в разном количестве на различных участках залежей) – вследствие наличия мест их слияния, отсутствия в разрезе некоторых пластов, уменьшения нефтенасыщенной толщины в водонефтяной (газовой) части залежи за счет неучета водоносных нижних пластов и др.

По простирацию макронеоднородность изучается по каждому из выделенных в разрезе горизонта пластов – коллекторов. Она проявляется в изменчивости их толщин вплоть до нуля, т.е. наличии зон отсутствия коллекторов (литологического замещения или выклинивания).

Графически макронеоднородность по вертикали (по толщине объекта) отображается с помощью профилей (рис. 5) и схем детальной корреляции. В плане (по площади) она отображается с помощью карт распространения коллекторов каждого пласта (рис. 6), на которых показываются границы площадей распространения коллектора и неколлектора, а также участки, на которых происходит слияние пластов (для горизонта) или пропластков (для пласта) с ниже- или вышележащими пластами или пропластками.

При однопластовом строении залежи, когда пласт пород-коллекторов относительно однороден по составу, но толщина его изменчива, коллекторы залегают на площади неповсеместно, прерывисто, пласт является *зонально макронеоднородным* [18]. Его строение иллюстрируется картой распространения коллекторов по площади. На карте показываются границы сплошного распространения коллекторов, также полулинз, линз, тупиковых зон, которые при стационарном заводнении и расположении

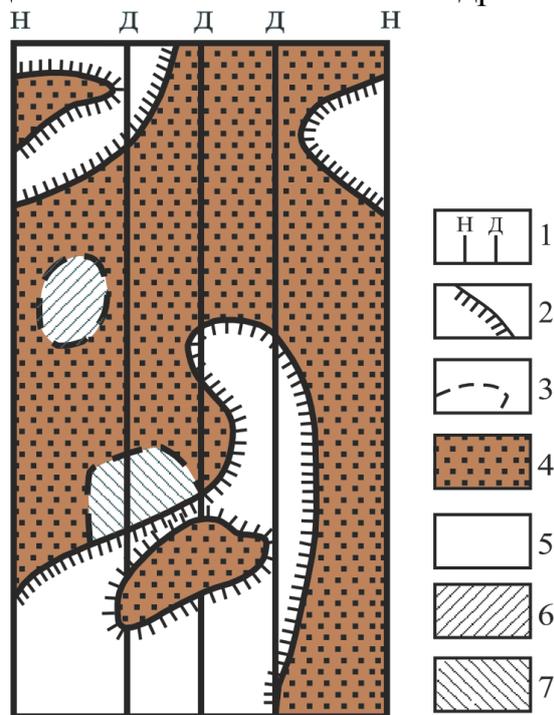


Рис. 6. Фрагмент карты распространения коллекторов одного из пластов горизонта:

- 1 – ряды скважин: Н – нагнетательных, Д – добывающих;
- 2 – границы распространения коллекторов;
- 3 – границы зон слияния; участки:
- 4 – распространения коллекторов,
- 5 – неколлектор;
- 6 – слияния пласта с вышележащим пластом,
- 7 – слияния пласта с нижележащим пластом

скважин по основной равномерной сетке частично или полностью не включаются в процесс дренирования.

Зональная неоднородность при этом характеризуется двумя коэффициентами:

- **коэффициент распространения коллекторов по площади (литологической выдержанности)**, характеризует степень прерывистости их залегания и охват пласта воздействием по площади

$$K_{распр} = \frac{\sum S_i}{S}, \quad (1)$$

где:

S_i – площадь i -го участка, занятого коллектором;

S – общая площадь залежи.

Его определяют после проведения детальной корреляции разрезов скважин и выделения зональных интервалов (пластов) путем отношения площади присутствия коллекторов данного интервала к общей площади пласта в пределах контура нефтеносности.

Чем больше $K_{распр}$, тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по горизонтам. При вычислении $K_{распр}$ необходимо построение карт распространения коллекторов.

При оценке прерывистости пласта для прогнозирования охвата пластов воздействием широко применяют метод, предусматривающий разделение всего эффективного объема на непрерывную часть, полулинзы и линзы. Критерием к отнесению объема (площади) служит расположение их относительно контура питания. Считается, что непрерывная часть пласта в процессе разработки будет полностью охвачена воздействием, полулинзы частично (зависит от плотности сетки добывающих скважин и их положения относительно нагнетательных), а линзы вообще не охвачены воздействием со стороны линии нагнетания.

Для количественной оценки степени сложности строения прерывистых, фациально изменчивых пластов, используют коэффициент сложности:

- **коэффициент сложности площадного залегания коллекторов** – отношение суммарной длины границ участков пласта, представленных коллекторами, к длине периметра залежи:

$$K_{сложн} = \frac{L_{ПК}}{L_3}, \quad (2)$$

где:

$L_{ПК}$ – периметр (длина) границ, замещения коллекторов на неколекторы или их выклинивание;

L_3 – периметр залежи (внешнего контура нефтеносности), включая участки коллекторов и неколлекторов.

Чем больше извилистость границ распространения коллекторов (больше $L_{ПК}$), тем больше образуется мелких тупиковых зон, охват вытеснением которых затруднен, и тем выше $K_{слож}$.

Установлено, что по неоднородным, прерывистым пластам по мере уплотнения сетки скважин коэффициент сложности $K_{слож}$ постепенно снижается. Это указывает на то, что даже при самой плотной (из применяемых на практике) сетке скважин все детали изменчивости пластов еще остаются неизвестными. Поэтому по мере разбуривания эксплуатационного объекта (ЭО) сеткой добывающих скважин требуется постоянное уточнение $K_{распр}$ и $K_{сложн}$.

При двухпластовом строении объект включает два в разной степени зонально неоднородных пласта, в некоторых местах возможно слияние их в единый пласт. В этом случае $K_{расп}$ и $K_{сложн}$ оценивают по каждому пласту отдельно и затем находят суммарные величины для объекта в целом. Наряду с этим для объекта в целом определяют три коэффициента: песчанистости, расчлененности и слияния пластов.

Коэффициент песчанистости представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины. Он показывает, какую долю занимают коллекторы в общем объеме продуктивного горизонта:

$$K_{песч} = \sum \frac{h_{эф}}{h_{общ}}, \quad (3)$$

где:

$h_{эф}$ и $h_{общ}$ – средние значения эффективной и общей толщины пород.

При этом под общей мощностью продуктивного горизонта следует понимать мощность между его кровлей и подошвой вне зависимости от того, какими литологическими разностями будут представлены граничные слои.

Коэффициент расчлененности определяется для залежи в целом и характеризует среднее число песчаных прослоев, слагающих горизонт – отношение числа песчаных прослоев, суммированных по всем скважинам, к общему количеству скважин, вскрывших коллектор:

$$K_{расчл} = \frac{l_1 + l_2 + \dots + l_l}{n} = \frac{\sum l_i}{n}, \quad (4)$$

где:

l_1, l_2, \dots – число прослоев коллекторов в каждой скважине;

n – общее количество скважин, вскрывших коллектор.

В том случае, когда эксплуатационный объект представлен одним пластом песчаника, $K_{расчл} = 1$.

При двухпластовом строении $K_{расчл}$ обычно < 2 , т. к. в большинстве скважин присутствуют оба пласта, в некоторых скважинах имеется только один, а в некоторых есть оба, но они слиты в единый пласт. $K_{несч}$ в таком объекте < 1 , т. к. между пластами–коллекторами имеется слой непроницаемых пород, входящий в общую толщину горизонта, но занимающий меньшую ее долю, чем пласты–коллекторы.

Для залежей, продуктивные пласты которых представлены частым переслаиванием проницаемых и непроницаемых пород, в качестве параметра расчлененности О.К. Обухов [14] предложил использовать число прослоев коллекторов n в сочетании с эффективной мощностью. Это достигается путем совмещения карт двух указанных параметров, которое позволяет судить о степени монолитности продуктивного пласта в любой его точке.

Детальная корреляция продуктивных пластов показала, что глинистые или аргиллитовые разделы не обладают постоянством и не распространяются по всей площади залежи. На отдельных участках происходит выклинивание, в результате которого песчаники одного пласта контактируют с песчаниками ниже – или вышезалегающего пласта. Количество зон слияния зависит от условий седиментации осадков. Так как по ним в процессе разработки может происходить переток жидкости из одного пласта в другой, то совершенно необходимо установить количество, размеры и положение таких зон по всей площади залежи.

Коэффициент литологической связанности (слияния пластов) определяет зоны слияния двух смежных пластов–коллекторов.

Под $K_{сл}$ понимается [9] отношение площадей слияния пропластков к общей площади залежи в пределах контура нефтеносности:

$$K_{сл} = \frac{\sum S_{сл}}{S_{общ}}, \quad (5)$$

где:

$S_{сл}$ – площадь, в пределах которой песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями;

$S_{общ}$ – общая площадь залежи.

Чем выше величина этого коэффициента, тем больше суммарная площадь слияния двух смежных пластов и, следовательно, менее обосновано выделение их в самостоятельные пласты и тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по вертикали.

При равномерном расположении скважин по площади [6] $K_{сл}$ примерно соответствует отношению числа скважин, в которых установлена литологическая связь пластов, вскрывших монолитный пласт песчаника (мощность которого равна или больше средней его мощности) $n_{св}$, к общему числу пробуренных скважин N .

Другими словами $K_{сл}$ показывает долю скважин, в которых смежные прослои сливаются.

$$K_{сл} = \frac{\sum n_{св}}{N}, \quad (6)$$

где:

$n_{св}$ – скважины, в которых песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями;

N – общее количество скважин.

Для каждого из пластов строятся те же графические иллюстрации, что и для однопластового объекта.

Многопластовые горизонты включают в себя 3 – 6 и более как непрерывных, так и прерывистых в разной степени пластов с разной толщиной и проницаемостью коллекторов. Участки отсутствия коллекторов разных пластов часто не совпадают в плане. Различные пласты–коллекторы сливаются воедино в разных местах. Объект в целом представляет собой весьма сложное природное образование. Многопластовые объекты характеризуются теми же графическими иллюстрациями и коэффициентами, что и двухпластовые.

Для характеристики геологической неоднородности пластов, представленных переслаиванием песчаных, часто выклинивающихся, прослоев небольшой мощности с непроницаемыми породами предложено [14] определять **коэффициент выклинивания** $K_{выкл}$, который показывает долю мощности выклинивающихся прослоев–коллекторов $h_{выкл}$ от эффективной мощности $h_{эф}$ рассматриваемого пласта в разрезе скважины, т. е.

$$K_{выкл} = \frac{h_{выкл}}{h_{эф}}. \quad (7)$$

При отсутствии выклинивающихся прослоев этот коэффициент будет равен нулю и, наоборот, при выклинивании всех прослоев $K_{выкл} = 1$.

Для практических целей целесообразно применять **коэффициент выдержанности** K_v , представляющий собой долю непрерывной мощности пласта по площади. Он определяется, исходя из равенства:

$$\hat{E}_a = 1 - K_{\hat{a}\hat{a}\hat{e}\hat{e}}. \quad (8)$$

Показатели пространственной выдержанности пластов не в полной мере отражают степень геологической неоднородности залежи. С этой целью выделяют зональные интервалы или прослои, хорошо прослеживающиеся по всей площади месторождения. Затем строят карты распространения каждого выделенного прослоя, для которого определяют долю участия линз V_l , полулинз $V_{пл}$ и непрерывной части пласта V_n с учетом направления движения жидкости по пласту в пределах одной и той же постоянной площади.

Под *линзами* в этом случае подразумеваются ограниченные со всех сторон непроницаемыми породами участки присутствия коллекторов.

Полулинзы вообще представляют собой участки прослоя, распространяемые за пределами залежи и выклинивающиеся внутри нее. С учетом положения разрезающего ряда за полулинзы могут быть приняты участки прослоя, открытые для поддержания давления только с одной стороны. За непрерывную часть принимают как площадь сплошного распространения прослоя, так и части площади, подвергающиеся воздействию нагнетания не менее, чем с двух сторон.

На многих месторождениях в геологическом разрезе выделяется несколько продуктивных горизонтов, приуроченных к единому или к разным стратиграфическим отделам с различающимися геолого-физическими особенностями.

При проектировании разработки месторождений с несколькими горизонтами и с многопластовым горизонтом необходимо обосновывать выделение эксплуатационных объектов (ЭО), требующих применения самостоятельных сеток скважин. По мере накопления материала о сложности геологического строения вновь вводимых месторождений и залежей подход к решению этой проблемы непрерывно корректируется.

Первоначально при наличии в разрезе месторождения среди других горизонтов одного многопластового наиболее высокопродуктивного горизонта, он выделялся в качестве самостоятельного первоочередного объекта.

При наличии двух – трех и более равноценных расчлененных высокопродуктивных горизонтов каждый из них выделялся в самостоятельный ЭО, а иногда в один объект объединялись и два горизонта. Впоследствии имели место случаи разукрупнения таких объектов с созданием дополнительной сетки скважин.

В дальнейшем на основе разработки многопластовых объектов с резким различием в проницаемости принадлежащих каждому из них пластов (прослоев) возникла идея о целесообразности выделения в подобных случаях высокопроницаемых и малопроницаемых слоев таких

горизонтов в два самостоятельных ЭО с выбором для каждого из них соответствующей системы разработки.

По каждому выделенному объекту разработки необходимо подробное обоснование расположения и плотности размещения добывающих и нагнетательных скважин основного фонда и количества резервных скважин с определением оптимальных интервалов и методов перфорации.

В процессе разработки макронеоднородных объектов главная задача заключается в более полном включении всех частей продуктивных пластов в процесс дренирования, т.е. в достижении возможно более высокого *коэффициента охвата дренированием (вытеснением)*, являющегося одним из основных коэффициентов, определяющих величину КИН. Необходимо обеспечивать в нагнетательных скважинах приемистость нагнетаемого агента всеми пластами, в добывающих скважинах – поступление нефти из всех пластов.

В настоящее время основная часть добычи нефти в России обеспечивается за счет залежей с повышенной продуктивностью, продолжительное время разрабатываемых с традиционным заводнением. На объектах, еще содержащих значительную часть извлекаемых запасов нефти, широко применяются гидродинамические методы управления разработкой для увеличения охвата дренированием путем преодоления макронеоднородности объектов целым рядом методов:

- бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин из числа резервных в частях объекта, которые не могут быть включены в разработку созданной системой скважин, – на линзах, в тупиковых зонах, на неработающих пластах многопластового объекта, на участках, не включенных в разработку между нагнетательными и добывающими рядами, в стягивающих рядах добывающих скважин в условиях применения систем разработки с «разрезанием» и др.;

- совершенствование систем заводнения – создание при необходимости дополнительных разрезающих рядов, очагов заводнения, перенос фронта нагнетания, организация раздельной закачки воды в пласты объекта, оптимизация давления на устьях нагнетательных скважин;

- применение эффективных технологий обработки призабойных зон – повторная перфорация, селективный гидроразрыв неработающих пластов (при карбонатном типе коллектора возможен в сочетании с соляно-кислотной обработкой), очистка с помощью термохимических методов, изоляция обводненных пластов;

- широкое применение метода нестационарного заводнения с изменением направления фильтрационных потоков флюидов в пластах.

Все гидродинамические и другие методы управления процессом разработки залежи обосновываются с использованием ее статической и динамических моделей.

По залежам с большой площадью нефтеносности как при обычном заводнении, так и при других методах воздействия на пласты целесообразно на суммарной карте распространения коллекторов объекта выделить участки с отличающимися характеристиками макронеоднородности, разделенные зонами отсутствия коллекторов, линиями тектонических нарушений, с разными условиями залегания нефти и др. По каждому участку следует строить адресные модели – статическую и динамические – и обосновывать соответствующие технологические решения по системе, контролю, регулированию и показателям разработки.

Изучение макронеоднородности позволяет решать следующие задачи при подсчете запасов и проектировании разработки:

- моделировать форму сложного геологического тела (пород-коллекторов), служащего вместилищем нефти или газа;
- выявлять участки повышенной толщины коллекторов, возникающей в результате слияния прослоев (пластов), и соответственно возможные места перетока нефти и газа между пластами при разработке залежи;
- определять целесообразность объединения пластов в единый эксплуатационный объект;
- обосновывать эффективное расположение добывающих и нагнетательных скважин;
- прогнозировать и оценивать степень охвата залежи разработкой;
- подбирать аналогичные по показателям макронеоднородности залежи с целью переноса опыта разработки ранее освоенных объектов.

2.4 Метанеоднородность

В качестве элементов структуры на данном уровне выступают крупные части залежи, различающиеся по каким-либо наиболее общим свойствам, таким как характер насыщения, литологии и т.п. [8]. На рис. 7 показана метаструктура нефтегазовой залежи. Элементами залежи как системы на данном уровне служат различные зоны, которые могут быть выделены в пределах залежи по характеру насыщения, а также – в случае большой мощности продуктивных отложений – зональные интервалы, выделяемые из геологических (например, по характеру макронеоднородности) или технических соображений. При объединении нескольких залежей в один эксплуатационный объект число элементов метаструктуры увеличивается: в качестве элементов эксплуатационного объекта как единой системы будут выступать части всех залежей, объединенных в объект.

Пока единственным способом описания и отображения метанеоднородности является использование профильных разрезов и карт, на которых показаны границы элементов метауровня.

Изучение метанеоднородности позволяет решать следующие задачи:

- определить целесообразность объединения нескольких пластов (горизонтов, залежей) в один эксплуатационный объект;

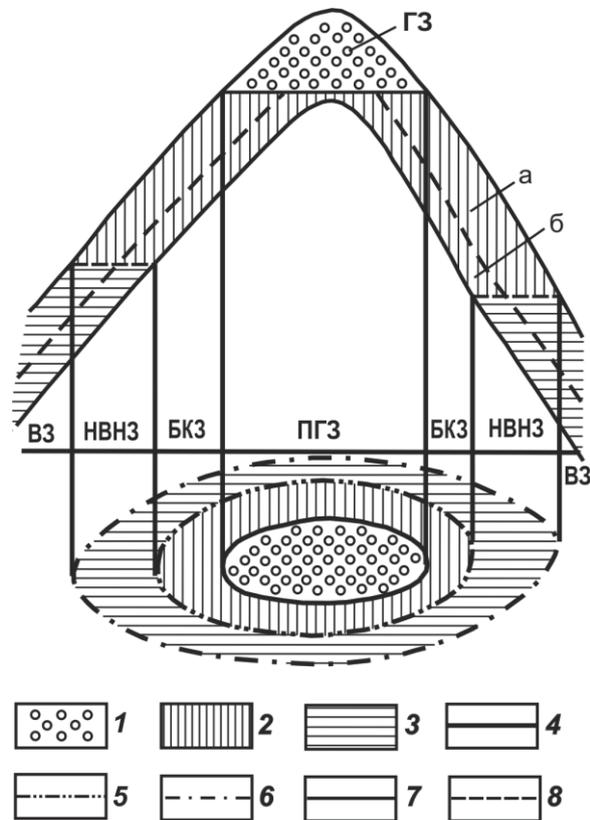


Рис. 7. Схематическое отображение метаструктуры и метанеоднородности залежи нефти и газа на геологическом профильном разрезе и в плане (по В.С. Керим-Заде)

1 – газ; 2 – нефть;

контуры: 4 – газонефтяной;

5 – водонефтяной;

6 – газонефтяной;

7 – газонефтяной;

8 – водонефтяной;

зоны: ВЗ – водная; НВНЗ – надводная нефтяная; БКЗ – бесконтактная; ПГЗ – подгазовая; ГЗ – газовая; зональные интервалы: а – верхний; б – нижний.

- выбирать системы размещения добывающих и нагнетательных скважин как на отдельной залежи, так и на эксплуатационном объекте;
- обосновывать мероприятия по повышению эффективности разработки эксплуатационного объекта;
- оценивать энергетическую характеристику отдельной залежи и эксплуатационного объекта;
- геологически обосновывать целесообразность одновременно раздельной эксплуатации залежей на многопластовом месторождении;
- организовывать эффективный контроль за выработкой отдельных элементов как отдельных залежей, так и многопластовых эксплуатационных объектов.

Необходимо подчеркнуть, что существование охарактеризованных выше типов геологической неоднородности неосознанно, на интуитивном уровне ощущалось и ранее. Однако четко сформулированные представления отсутствовали, что приводило к нечеткости терминологии, неясности понятий и необоснованному использованию характеристик одного структурного уровня для решения задач, относящихся к другому структурному уровню. В настоящее время наиболее широко изучается геологическая неоднородность нефтегазонасыщенных пород и пластов на ультрамикроуровне, микроуровне и макроуровне. Мезо– и метауровням уделяется меньше внимания, хотя знания о первом крайне важны для решения задач повышения нефтегазоотдачи, а знания о втором – для выделения эксплуатационных объектов на многопластовых месторождениях.

Дальнейшее развитие методики изучения, описания и учета данных о геологической неоднородности – одно из важнейших направлений исследований в нефтегазопромысловой геологии.

3. МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

На современном этапе исследования можно выделить следующие методы изучения геологической неоднородности пластов: геолого–геофизические, экспериментальные исследования и гидродинамические.

3.1 Лабораторно–экспериментальные исследования

Правильно поставленные экспериментальные исследования могут в значительной степени способствовать изучению условий фильтрации жидкости в различных по проницаемости пористых средах, количественной оценке неоднородности литологически изменчивых пластов и определению оптимальной величины вытеснения нефти из различных по физическим свойствам пород–коллекторов.

Большинство лабораторных исследований вытеснения нефти из пористых сред проводится на однородных моделях без соблюдения условий физического подобия.

При экспериментальных исследованиях неоднородных пластов обычно моделируют слоистое строение по вертикали и не учитывают изменение физических свойств пород по площади. Поэтому, как правильно указывает ряд исследователей, необходимо схематизировать пласты в лабораторных условиях так, чтобы они обладали и слоистым строением, и неоднородностью по горизонтали. Необходимо также совершенствовать принципы моделирования неоднородных пористых сред и изучать закономерности вытеснения нефти в условиях, приближающихся к естественным.

Американские исследователи изучают начальные характеристики проницаемости и пористости только что образовавшихся отложений различного происхождения и связи наблюдаемой неоднородности с характером осадкообразования.

Большое влияние на величину коэффициента вытеснения должны оказывать структурные характеристики породы. Экспериментальных исследований, посвященных изучению этого вопроса, к настоящему времени известно очень мало.

Указание на то, что структура порового пространства влияет на эффективность процесса заводнения, имеется в работах П. П. Авдусина и М. А. Цветковой, которые для характеристики структуры порового пространства предложили коэффициент Φ :

$$\Phi = 0,2 \frac{\pi R \sqrt{P_3}}{l_1 + l_2 + l_3}, \quad (9)$$

где:

R – радиус исследуемой под микроскопом площади плоскопараллельного шлифа;

P_3 – эффективная пористость исследуемой площади породы, определяемая интеграционным методом;

l_1, l_2, l_3 – длина периметров сечений поровых каналов.

Обычно под структурой порового пространства понимаются особенности строения пустот твердого тела и характер их распределения по объему породы. Строение пустот твердого тела может отличаться формой, размерами, количеством пор, поверхностью стенок, степенью и характером сообщаемости. Структура порового пространства оказывает заметное влияние на характер и направление физических и химических процессов, происходящих в пористой среде.

Экспериментальное изучение механизма вытеснения водой нефти, содержащей полярные компоненты и твердую фазу, показало, что ньютоновские и неньютоновские нефти имеют различные механизмы вытеснения.

Нефтедержащие породы отличаются большим разнообразием состава, характером цемента и физическими свойствами. Поэтому по каждой нефтегазоносной области экспериментальные исследования должны быть направлены на изучение зависимости нефтеотдачи от минералогического состава коллекторов, вещественного состава и характера цемента, гранулометрии и физических свойств проницаемых пород.

В настоящее время эти исследования проводятся по ограниченному числу нефтяных залежей, являются слишком длительными, и результаты их не всегда используются при проектировании разработки месторождений.

Экспериментальные исследования должны охватывать все типы коллекторов с тем, чтобы полученные результаты были представительными. Эксперименты не следует ограничивать определением величин вытеснения нефти, они должны быть продолжены в направлении более углубленных исследований характера размещения остаточной нефти в поровом пространстве с тем, чтобы наметить пути дальнейшего физико-химического воздействия на остаточную нефть с целью дополнительного извлечения ее из недр. Необходимо отметить, что экспериментальные исследования, моделирующие процесс вытеснения нефти, должны проводиться на естественных ядрах (при пластовом давлении и пластовой температуре), имеющих различную проницаемость и пред-

ставляющих различные типы пород–коллекторов. Кроме того, эти исследования должны моделировать процесс вытеснения нефти по площади, который невозможен без знаний коллекторских свойств пород.

Наиболее объективное и детальное представление о физических свойствах пород можно получить в результате исследования образцов керна лабораторными методами.

При лабораторных исследованиях определяют такие величины, как пористость, проницаемость, гранулометрический состав, карбонатность, водонасыщенность. Само по себе определение всех этих величин в достаточной степени дает объективную оценку неоднородности изучаемого объекта пласта. Однако из–за ограниченного отбора керна возникают значительные трудности в привязке данных этих исследований к разрезу скважин, поэтому прежде чем распространять значения параметров пласта на весь объем залежи или же отдельной ее части, необходимо провести тщательную привязку исследованных образцов керна. В результате привязки керна в продуктивном разрезе выделяются прослой коллекторов и неколлекторов. Данные лабораторного анализа кернов можно использовать при построении карт пористости и проницаемости, а также для характеристики распределения и средних значений этих параметров с целью учета их при гидродинамических расчетах.

С целью эффективного использования лабораторно–экспериментальных исследований для подсчета запасов нефти и составления проектов разработки нефтяных месторождений необходимо от исследования единичных кернов переходить к изучению коллекторских и фильтрационных свойств всех пластов и пропластков нефтяной залежи на основе сплошного отбора кернов по всему разрезу изучаемого горизонта.

3.2 Промыслово–гидродинамические методы

Неоднородность пласта может оказывать влияние на течение жидкости и тесно связанное с ним давление. Поэтому, организовав точные наблюдения за изменением давления при исследованиях, можно получить исходные данные о характере и степени неоднородности пласта. Впервые на эти возможности указал В.П. Яковлев, а эти работы получили название гидроразведки.

Гидродинамическими исследованиями определяют такие весьма важные при проектировании и анализе разработки нефтяных месторождений параметры, как коэффициенты гидропроводности, пьезопроводности, продуктивности и приемистости. Эти параметры позволяют оценивать степень однородности пласта, выявлять литологические экраны,

устанавливать взаимосвязь пластов по разрезу и скважин по площади, а также оценивать нефтенасыщенность пород. Для этого используют метод восстановления (падения) давления, гидропрослушивание и метод установившихся отборов.

Метод восстановления (падения) давления основан на наблюдениях изменения забойного давления и дебита скважин после их работы на установившемся режиме. Интерпретация полученных данных позволяет определить гидропроводность прискважинной (kh/μ) и удаленной зон пласта (χ/r_0^2). Для оценки параметра необходимо воспользоваться геофизическими данными об эффективной мощности пласта, пористости и лабораторными определениями коэффициентов сжимаемости пластовой жидкости и самой породы пласта.

Метод гидропрослушивания основан на наблюдениях изменения давления в реагирующих простаивающих скважинах или режима работы реагирующих эксплуатационных скважин при изменении режима работы возмущающих скважин. При этом режим возмущающих скважин может изменяться произвольно. Этим методом определяют среднее значение параметров гидропроводности kh/μ и пьезопроводности χ на участке между двумя исследуемыми скважинами.

Исследование скважин *методом установившихся отборов* (метод пробных откачек) позволяет в первую очередь определить коэффициент продуктивности и выявить характер притока жидкости в скважину, т.е. определить показатель фильтрации.

В результате гидродинамических исследований можно оценить такие важные параметры, как проницаемость и гидропроводность, значения которых используются при построении соответствующих карт. В последнее время все большим распространением пользуются карты гидропроводности. Эти карты после увязки их с лабораторными анализами кернов используют при анализе и контроле за разработкой нефтяных месторождений, а также при изучении особенностей распространения коллекторов.

Рассмотренные гидродинамические методы позволяют получать лишь среднее значения параметров по площади, однако при изучении неоднородности пластов, особенно при решении задач, связанных с регулированием процесса разработки, требуется знание изменения фильтрационных свойств пласта по разрезу. В этом случае очень важное значение приобретают измерения притока или поглощения жидкости глубинными дебитомерами и расходомерами.

Получаемые профили приемистости и профили продуктивности при достаточно совершенном проведении исследовательских работ дают картину распределения фильтрационной характеристики пласта по раз-

резу в непосредственной близости от скважин. В комплексе с данными анализов кернa и геофизическими исследованиями по определению коллекторских свойств эти результаты позволяют достаточно объективно выделить проницаемые участки разреза и одновременно оценить возможность опережающей выработки запасов нефти по этим участкам.

3.3 Геолого–геофизические методы

Геолого–геофизические методы изучения неоднородности пластов являются основными, дающими возможность построить необходимый комплекс карт, отображающих литологическую изменчивость пластов.

К этой группе методов изучения геологической неоднородности пластов относится весь комплекс исследований по обработке фактического материала, полученного в процессе бурения скважин, включая обработку данных анализа кернов и результатов интерпретации промыслово–геофизических исследований скважин.

Этими методами производятся детальное изучение разреза залежи, его расчленение и корреляция разрезов скважин с учетом литолого–петрографической, палеонтологической и промыслово–геофизической характеристик пород. Конечным результатом геолого–геофизических методов являются как геологические профили и литологические карты, отображающие особенности строения продуктивных пластов по разрезу и по площади, так и выявленные зависимости между отдельными параметрами пластов.

Первый и наиболее важный этап при изучении неоднородности пластов геолого–геофизическими методами – расчленение продуктивного горизонта (пласта) на отдельные пласты (пропластки), если он сложен серией литологических изменчивых песчано–алевритовых пород, а также их корреляции по площади. При этом следует отметить, что корреляция должна касаться разновозрастных участков разреза, ибо изучение литолого–петрографической и промыслово–геофизической характеристик разновозрастных частей разреза с целью выявления особенностей и закономерностью в их строении может привести к серьезным ошибкам и неправильным выводам.

Одна из первых задач при общей корреляции, которую обычно проводят в период разведки месторождения при редкой сетке скважин, – выделение в разрезе маркирующих горизонтов или пластов (иначе «реперов»), имеющих определенное стратиграфическое положение в разрезе и выделяющихся по всему комплексу геологических и геофизических данных. В период общей корреляции необходимо использовать и

данные других исследований и анализов (минералогического, макро– и микро фаунистического, споро–пыльцевого).

Для более плотного познания сложной картины строения литологических, неоднородных пластов и осуществления рациональной разработки важное значение приобретает детальная (зональная) корреляция. В процессе детальной корреляции в разрезе продуктивных горизонтов (эксплуатационных объектов) выделяют зональные интервалы, которые характеризуются аналогичной конфигурацией кривых промыслово–геофизических исследований и идентичными литолого–физическими свойствами, выдерживающимися на более или менее значительной площади залежи. Безусловно, для проведения такой работы необходима значительная разбуренность залежи.

Зональная корреляция дает возможность выяснить распространение по площади каждого отдельного зонального интервала, определить границы его распространения, изменчивость коллекторских свойств и т.д., данные которых могут быть положены в основу построения зональных карт, дающих первое представление о зональной неоднородности пластов.

Литолого–физические свойства пород при корреляции терригенных отложений хорошо отражают донные электрометрических и радиометрических исследований скважин, дающие наиболее полную в смысле представительности сравнительную характеристику свойств пород. Кроме того, в условиях ограниченного отбора керна геофизические исследования обеспечивают непрерывную характеристику вскрываемых скважиной пластов. Основным критерием при сопоставлении разрезов скважин терригенных отложений по геофизическим данным является электрическая характеристика разреза.

Если в разрезе изучаемой продуктивной толщи имеются четкие электрические реперы или хорошо выдерживающиеся по простиранию отдельные пачки глин или песчаных пород с устойчивой геоэлектрической характеристикой, причем сохраняется определенная последовательность напластования литологически различных пород в пачке, то можно достаточно уверенно сопоставлять между собой разрезы ряда скважин только по диаграммам стандартного каротажа без применения других методов корреляции.

При изучении более сложного разреза диаграмм стандартного каротажа оказывается недостаточно, поэтому в этих случаях привлекаются результаты других геофизических методов, которые позволяют более точно увязать разрезы скважин, уточнить литологический состав пластов, трудно расчленяемых по данным стандартного каротажа.

Вследствие того, что изменение диаметра скважин в процессе бурения тесно связано с литологическим составом пород, слагающих разрез, то эта особенность может быть использована как для уточнения литологического состава пластов, трудно расчленяемых по данным стандартного каротажа, так и при корреляции.

Параллельно с корреляцией пластов необходимо строить геологические профили, позволяющие проследить взаимосвязь различных продуктивных пластов по разрезу и по площади, а также оценить количественно прерывистость пластов, учет которой необходим при расчете технологических показателей разработки и коэффициента нефтеотдачи [1]. Геологические профили обычно проводят по направлениям, наиболее полно отражающим особенности строения залежи [6].

Геолого–промысловая практика изучения геологического строения месторождений показала целесообразность построения, кроме геологических профилей и схем корреляции, следующих карт:

- общих мощностей горизонта (пласта), на которых показывают суммарные мощности только проницаемых прослоев – коллекторов. При этом если коллекторы выклиниваются, а скважины более или менее равномерно покрывают площадь, нулевую линию проводят на половине расстояния между скважинами. При проведении линии нулевой мощности необходимо учитывать выявленные закономерности в изменении эффективных мощностей [10];
- распространения коллекторов или зональных интервалов, на основе которых оценивают прерывистость продуктивных пластов. Чаще всего такие карты совмещают с картами эффективных мощностей;
- распространение зон слияний пластов, которые позволяют установить возможные зоны перетоков нефти или обводнения за счет слияния с водоносным горизонтом;
- пористости и проницаемости, используемых для изучения характера и закономерностей изменения коллекторских свойств пластов. Эти карты составляют лишь в тех случаях, когда по залежи накоплен большой фактический материал, которым более или менее равномерно освещена вся площадь месторождения и если значения указанных параметров значительно изменяются по площади;
- геофизических параметров, характеризующих коллекторские свойства пластов, например α ПС.

Указанный перечень карт не является необходимым минимумом. В каждом конкретном случае необходимо учитывать особенности геологического строения и четко определять задачи дальнейших исследований.

4. МЕТОДЫ ОТОБРАЖЕНИЯ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Специалисты, осуществляющие промыслово–геологические исследования, должны владеть методами получения, обобщения, анализа и отображения разносторонней информации о залежах. Структурные построения при поисках нефти и газа призваны создать графическую модель формы и внутреннего строения природных геологических тел — осадочно–породных бассейнов, отдельных частей осадочного чехла, пластов и частей пластов, заполненных различными флюидами.

О геологическом строении, которому уделяется особое внимание при изучении залежи, судят по профильным разрезам и картам.

4.1 Расчленение продуктивной части разреза скважин и выделение пластов–коллекторов

При расчленении продуктивной части разреза скважины выделяются слои различного литологического состава, устанавливается последовательность их залегания, а также определяются коллекторы и непроницаемые разделы между ними. Решаются эти задачи с помощью комплекса методов изучения разрезов. В этом комплексе в настоящее время основное место занимают геофизические методы, которыми в обязательном порядке исследуются скважины всех категорий. Данные геофизических исследований увязываются с данными описания и анализа образцов пород (шлама, керна). Электрические методы являются одними из обязательных методов исследования в необсаженном стволе скважин.

Электрические методы исследования основаны на изучении электромагнитных полей различной природы в горных породах.

По происхождению изучаемого поля методы электрометрии скважин делятся на две большие группы – естественного и искусственного электромагнитного поля, а по частоте поля – на методы постоянного и переменного поля. Наиболее информативным промыслово–геофизическим методом для получения литологической информации при исследовании терригенных пород получил метод потенциалов поляризации.

Методы потенциалов ($U_{пс}$) самопроизвольной поляризации горных пород основаны на изучении естественных электрохимических процессов, протекающих на границах между скважиной и породами, а

также на границах между пластами различной литологии в разрезе скважины [5].

Таким образом, «естественные электрические поля в скважинах возникают благодаря протеканию на границе между породой и буровым раствором, а также между пластами различных электрохимических процессов, обусловленных диффузией солей, фильтрацией жидкости и окислительно–восстановительными реакциями [3]. Эти естественные электрические поля фиксируются электродом при его перемещении в необсаженном стволе скважины и записываются в виде кривой, показывающей относительное изменение величины естественного потенциала по глубине скважины. На кривой ПС могут быть выделены участки, соответствующие высокодисперсным компонентам, в первую очередь, глинистого материала, обладающего высокой адсорбционной способностью, а также участки, характеризующиеся низкой адсорбционной способностью и отвечающие наличию в разрезе низкодисперсных образований – неглинистых песчаных пород–коллекторов. Первые отличаются отклонением кривой ПС в сторону положительных, а вторые – в сторону отрицательных значений [2, 13].

Диаграмма ПС не имеет нулевой линии. Горизонтальный масштаб зарегистрированной кривой ПС указывается числом миллиВольт, приходящимся на отрезок 2 см. Знаками «+» и «–», помещаемыми по краям этого отрезка указывается полярность кривой ПС. Отсчет берут справа налево.

На характер кривой ПС могут влиять такие факторы, как минерализация пластовых вод, химический состав бурового раствора, масштаб записи. Чтобы исключить влияние этих факторов используются не абсолютные значения ПС в мВ, а относительные – α ПС.

Как известно, α ПС представляет собой отношение значений кривой ПС изучаемого пласта к ее максимуму. Для этого на участке изучаемого разреза скважины с максимальным абсолютным значением ПС выделяют два опорных пласта (рис. 8). Первым опорным пластом служат морские глины, характеризующиеся минимальным отклонением ПС. **Линию глин принимают за нулевую.** Вторым опорным пластом служат чистые неглинистые песчаники, обладающие высокой пористостью и проницаемостью. Они отражаются на кривой ПС максимальными отклонениями. По максимальному отклонению кривой ПС проводят вторую линию, параллельную первой. **Линию песков принимают за единицу.**

Расстояние между линиями глин и песков разделяется на пять отрезков (через значение α ПС = 0,2), а также проводится линия α ПС = 0,5,

Пласты, против которых линия ПС располагается левее линии кондиционного предела α ПС, относят к коллекторам.

Методику применения электрокаротажного материала скважин для выделения пластов–коллекторов разработал и опробовал В.С. Муромцев [4]. Предложенная им схема интерпретации кривой ПС дает возможность устанавливать и проследивать по данным каротажа пространственное размещение пород, образовавшихся в различных обстановках осадконакопления.

Границы пластов на кривой ПС соответствуют точки перегиба. При мощности пласта, превышающей 3 диаметра скважины, границы пластов составляют половину максимального отклонения амплитуды ПС. Чем меньше мощность пласта, тем больше смещаются границы пласта к максимуму кривой.

Коллекторские свойства пород (открытая пористость и проницаемость) имеют тесную корреляционную связь с гранулометрическими параметрами. Выделенные В.С. Муромцевым по значениям α ПС пять групп терригенных отложений, отличающихся гранулометрическим составом, соответствуют классам коллекторов, по А.А. Ханину (табл. 1).

Таблица 1

Классификация терригенных коллекторов (по А.А. Ханину)

Класс коллектора	Название породы	Эффективная пористость, %	Проницаемость по газу, мД	Характеристика коллектора по проницаемости и емкости
I	Песчаник среднезернистый	> 16,5	>1000	Очень высокая
	Песчаник мелкозернистый	>20	То же	То же
	Алевролит среднезернистый	>23,5	“	“
	Алевролит мелкозернистый	>29	“	“
II	Песчаник среднезернистый	15–16,5	500–1000	Высокая
	Песчаник мелкозернистый	18–20	То же	То же
III	Алевролит среднезернистый	21,5–23,5	То же	То же
	Алевролит мелкозернистый	26,5–29	“	“
	Песчаник среднезернистый	11–15	100–500	Средняя
	Песчаник мелкозернистый	14–18	То же	То же
	Алевролит среднезернистый	16,8–21,5	“	“
	Алевролит мелкозернистый	20,5–26,5	“	“
IV	Песчаник среднезернистый	5,8–11	1–100	Пониженная
	Песчаник мелкозернистый	8–11	То же	То же
	Алевролит среднезернистый	10–16,8	“	“
	Алевролит мелкозернистый	12–20,5	“	“
V	Песчаник среднезернистый	0,5–5,8	1–10	Низкая
	Песчаник мелкозернистый	2–8	То же	То же
	Алевролит среднезернистый	3,3–10	“	“
	Алевролит мелкозернистый	3,6–12	“	“
VI	Песчаник среднезернистый	<0,5	<1	Весьма низкая, обычно не имеет практического значения
	Песчаник мелкозернистый	<2	То же	
	Алевролит среднезернистый	<3,3	“	
	Алевролит мелкозернистый	<3,6	“	

Классификация коллекторов А.А. Ханина основана на лабораторных данных [17], а при отсутствии таковых удобнее пользоваться более общей типизацией: значениям $\alpha_{ПС} = 1 - 0,8$ соответствуют хорошо проницаемые коллекторы типа А; $\alpha_{ПС} = 0,8 - 0,6$ – проницаемые коллекторы типа Б; $\alpha_{ПС} = 0,6 - 0,4$ – слабопроницаемые коллекторы типа В.

Непроницаемые коллекторы класса V–VI, по Ханину, или глинисто–алевритовые породы с $\alpha_{ПС} = 0,4 - 0,2$ к коллекторам не относятся.

Для выявления и картирования песчаных тел–коллекторов измеряется ширина аномалии по линии $\alpha_{ПС} 0,8$; $\alpha_{ПС} 0,6$ и $\alpha_{ПС} 0,4$, затем строятся карты, на которых отражается площадь распространения и контур выклинивания соответствующей группы пород–коллекторов.

Достоверность выделения коллекторов зависит от степени изученности геологического разреза. В районе с известным разрезом при выделении коллекторов производят сопоставление каротажной диаграммы с типовым геолого–геофизическим разрезом и диаграммами соседних ранее пробуренных скважин, в которых местоположение коллекторов известно.

При изучении разрезов скважин выделяются:

- **общая толщина** горизонта (пласта) – расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах, как разница между глубинами залегания подошвы и кровли пласта:

$$h_{общ} = h_{эф} + h_{непр}; \quad (10)$$

- **эффективная толщина** – общая толщина за вычетом толщины прослоев неколлекторов, выделенных в разрезе горизонта:

$$h_{эф} = h_{нефтенас} + h_{водонасыщ} + h_{гзонасыщ}; \quad (11)$$

- **нефтенасыщенная толщина** (газонасыщенная) – это эффективная толщина пласта от кровли до поверхности водонефтяного (газоводяного – для газовых залежей) контакта. Это суммарная толщина прослоев нефтенасыщенных коллекторов.

В чисто нефтяной зоне (во внутреннем контуре нефтеносности) эффективная толщина равна нефтенасыщенной (см. рис.7). В водонефтяной зоне пласта нефтенасыщенная толщина определяется как часть эффективной в интервале от его кровли до поверхности ВНК.

4.2 Составление геолого–геофизического профильного разреза по скважинам

После расчленения разрезов скважин и предварительного выделения пластов–коллекторов строится геолого–геофизический разрез по линии скважин.

Геологическим профильным разрезом (далее профиль) называется графическое изображение строения недр в вертикальной плоскости, проходящей в определенном направлении через геологическую структуру.

Геологический профиль вычерчивается в определенной последовательности по отношению к сторонам света, как правило, в масштабе геологической или структурной карты, по которой его составляют. Слева на разрезе указывается запад или юг, справа – восток или север. Масштаб разреза выбирают обычно в зависимости от масштаба структурной карты. В отличие от корреляционных схем с равными промежутками между каротажными диаграммами, на профильных разрезах расстояние между скважинами соответствует масштабу карты расположения скважин (рис. 9).

Для получения истинных глубин залегания выделенных пластов–коллекторов вносится поправка за высоту устья скважины – **альтитуду**. Альтитуда берется со знаком (+), если устье находится выше уровня моря, и со знаком (–), если устье лежит ниже уровня. Эта поправка вносится в глубину залегания кровли и подошвы всех выделенных пластов. В зависимости от геологической задачи разрез дополняется данными по определению возраста пород, значениями емкостно–фильтрационных свойств, результатами испытания пластов и другими параметрами.

Линии разрезов необходимо располагать так, чтобы были наиболее полно освещены все характерные особенности геологического строения месторождения. На плане расположения скважин направление и положение линии разреза выбирают так, чтобы на эту линию попало больше скважин. Однако непосредственно на линию профильного разреза попадает небольшая часть скважин. Поэтому на нее могут также проектироваться скважины близко расположенные от профиля. Обязательным условием такого смещения является отсутствие дизъюнктивных нарушений между переносимой скважиной и разрезом [2].

Составление профилей по каротажным диаграммам по существу не отличается от составления профильных разрезов по литологическим колонкам.

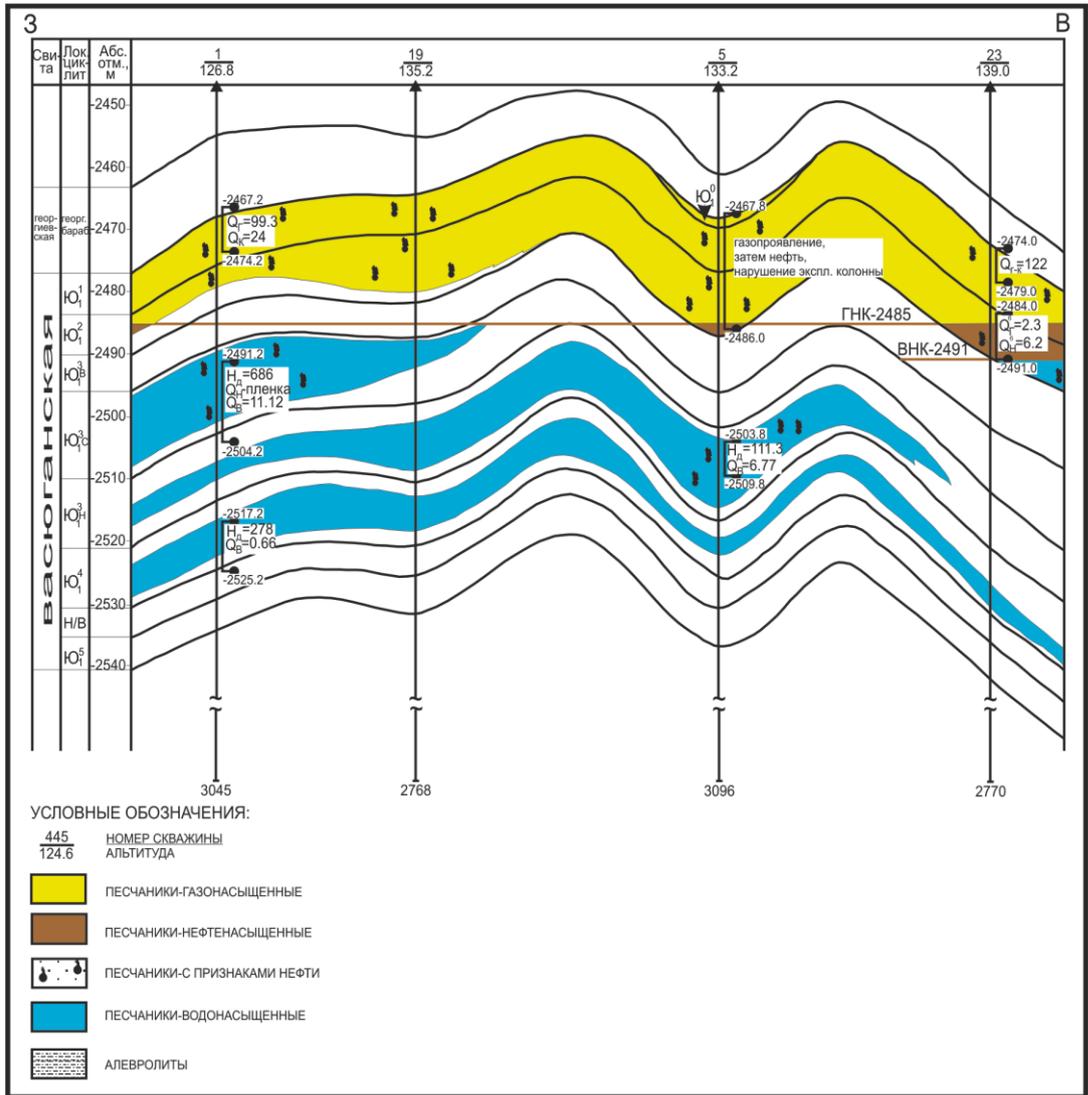


Рис. 9. Геолого-геофизический профиль юрских отложений Калинового месторождения по линии скважин 1-19-5-23

4.3 Методика построения карт

Для обеспечения эффективной разработки неоднородных горизонтов необходимо правильно понять и наглядно изобразить все пласты и пропластки, характеризующиеся резкой сменой литологических и коллекторских свойствами.

подавляющее большинство залежей нефти и газа приурочено к различного типа складкам, поднятиям, куполам и др. Поэтому форма структуры во многом определяет форму залежи.

Карты в изолиниях позволяют изобразить графически форму и пространственное размещение различных свойств залежи.

4.3.1 Структурные карты

Характерный признак осадочных горных пород – их слоистость. Данные породы сложены, в основном, из почти параллельных слоев (пластов), отличающихся друг от друга составом, структурой, твердостью и др.

В качестве верхней границы залежи принимается кровля пласта. За нижнюю границу пластовой залежи нефти принимают подошву продуктивного горизонта.

Формы верхней и нижней границ залежей изучаются с помощью структурных карт. Структурная карта изображает подземный рельеф поверхности кровли или подошвы опорного или эксплуатационного пласта. Сечение между изогипсами выбирают в зависимости от угла падения пластов, высоты структуры, количества и качества исходной информации. **Конфигурация изогипс характеризует направления падения слоев, а плотность их расположения – углы наклона.** Равные по высоте промежутки между изогипсами называются **сечением изогипс.**

Для построения структурной карты кровли или подошвы пласта необходимо нанести на план местоположение, точки пересечения поверхности стволами скважин и абсолютные отметки залегания поверхности в каждой точке. При определении положения на плане точки наблюдения учитывают ее смещение от устья скважины в результате искривления ствола.

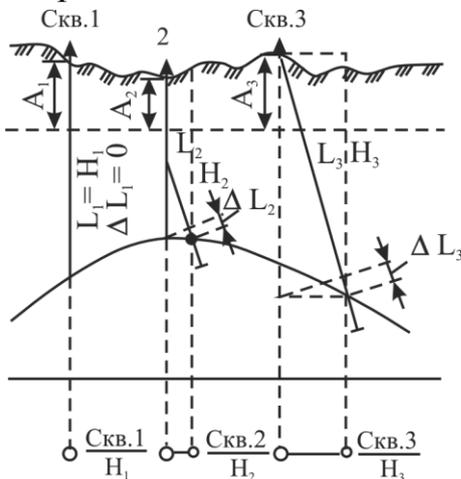


Рис. 10 Пример определения положения точки наблюдения на карте

Для определения абсолютной отметки кровли (подошвы) продуктивного горизонта необходимо знать: альтитуду устья скважины A ; глубину L , на которой ствол скважины пересекает картируемую поверхность; удлинение ΔL ствола скважины за счет искривления.

Абсолютная отметка H картируемой поверхности в точке наблюдения (рис. 10) определяется по формуле:

$$H = (A + \Delta L) - L; \quad (12)$$

Построение структурных карт представляет собой определение положения изогипс на плане (рис. 11).

Структурные карты, как и все другие, должны быть ориентированными в пространстве по сторонам света. Обычно

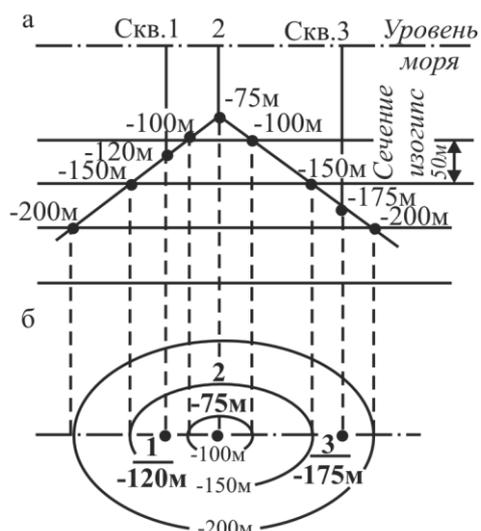


Рис. 11. Изображение глубинного рельефа с помощью изогипс:
 а – профильный разрез;
 б – структурная карта

принимается ориентировка вдоль левой рамки карты, которая указывает на север. Если для удобства расположения карты это правило не выдерживается, то на карте на видном месте помещается стрелка, указывающая направление на север.

В нефтегазопромысловой геологии структурные карты строятся тремя основными методами: методом профилей, методом треугольников и по картам схождения.

В данной работе применен самый распространенный метод построения карт – метод треугольников (линейной интерполяции).

При построении точки соседних скважин соединяют на плане линиями

таким образом, что образуется система треугольников (рис. 12а).

Затем на каждой линии по правилу линейной интерполяции находят точки со значениями абсолютных отметок, кратными выбранной величине сечения между изогипсами.

Линейная интерполяция предполагает, что наклон линии, соединяющей две скважины, на всем ее протяжении постоянен. Расстояние любой изогипсы от одной из точек наблюдения на этой линии при линейной интерполяции можно найти по формуле:

$$l_x = [(H_x - H_1) / (H_2 - H_1)] l_{1,2}; \quad (13)$$

где l_x – расстояние от искомой изогипсы до скв. 1 на линии, соединяющей скв. 1 и 2;

H_x – значение (абсолютная отметка) искомой изогипсы;

H_1 и H_2 – абсолютные отметки залегания картируемой поверхности соответственно в скв. 1 и 2;

$l_{1,2}$ – расстояние между скв. 1 и 2.

Полученные на сторонах каждого треугольника одноименные точки соединяются линиями изогипсами (рис. 12б), затем формы изогипс сглаживаются (рис. 12в). Чем больше точек наблюдения, тем меньше размеры треугольников и тем точнее построенная карта будет отражать форму реальной картируемой поверхности (рис. 13)

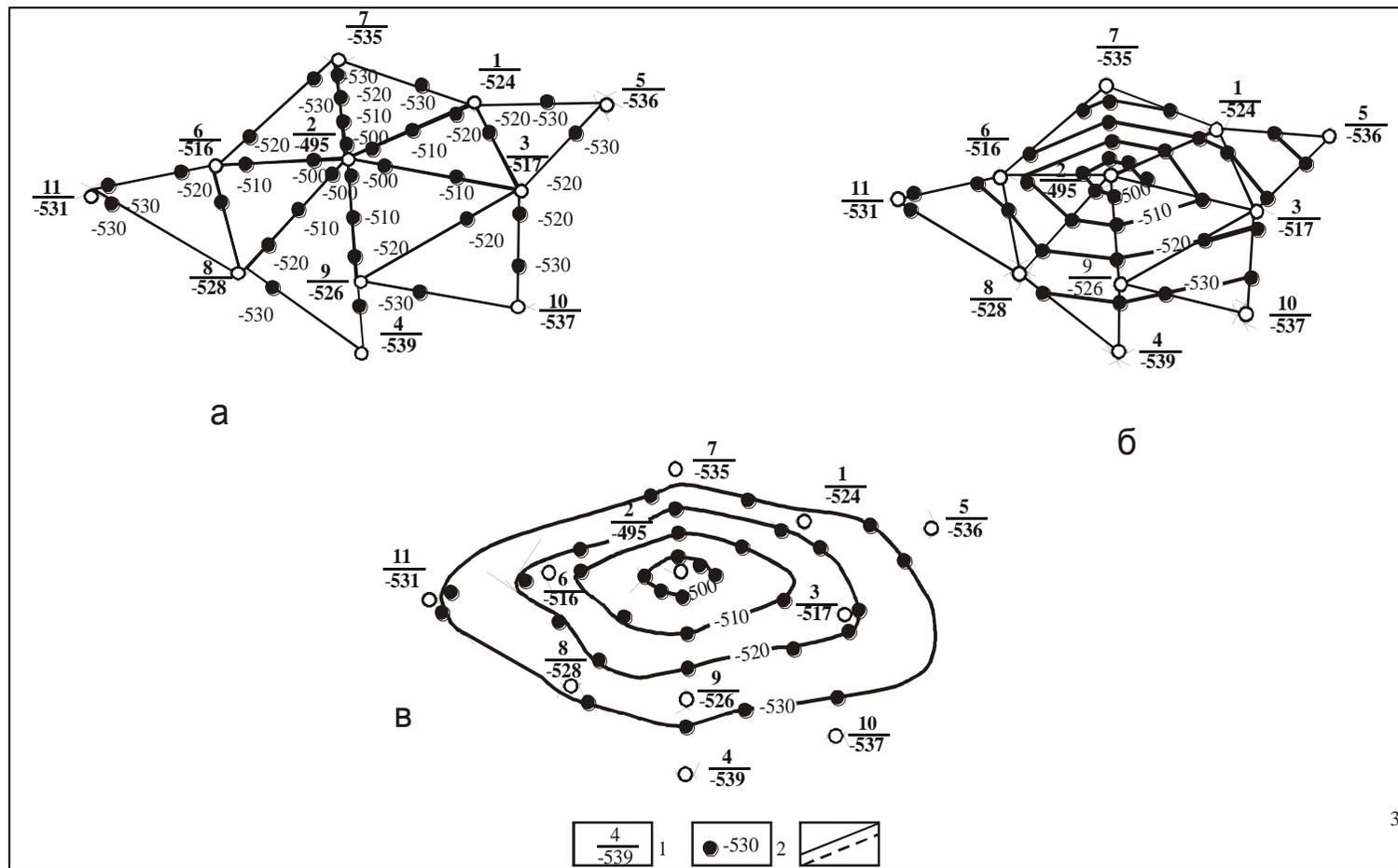


Рис. 12. Построение структурной карты методом треугольников:
 а) определение отметок изогипс между соседними скважинами, б) проведение изогипс по сторонам треугольников;
 в) сглаживание формы изогипс;
 1 – скважины: в числителе – номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка картируемой поверхности, м;
 2 – точки с отметками картируемой поверхности, м; 3 – изогипсы.

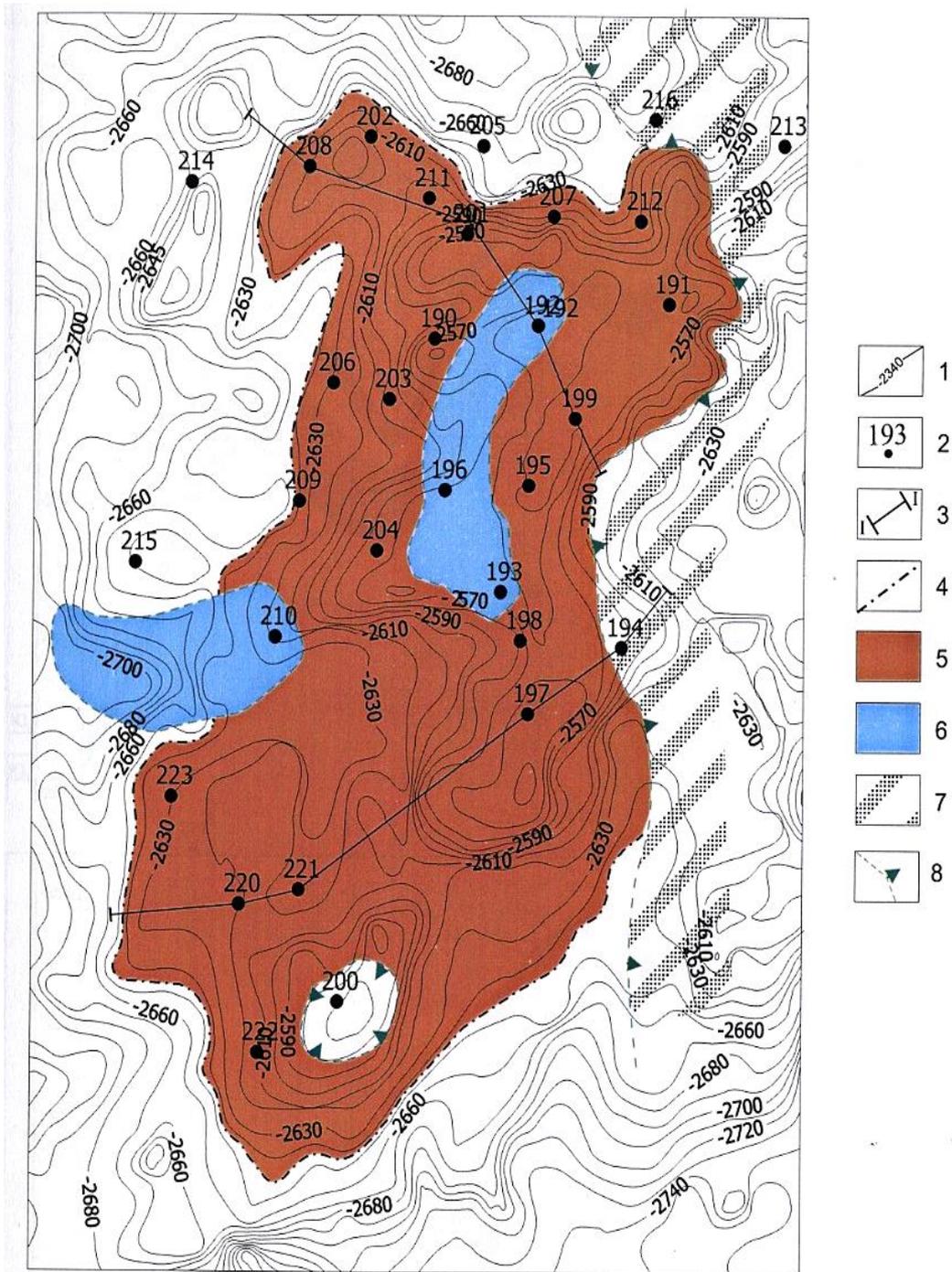


Рис. 13. Крапивинское нефтяное месторождение.

Структурная карта по кровле пласта Ю₁³

1 – изогипсы по кровле пласта Ю₁³, 2 – скважина и ее номер, 3 – линия геологического разреза, 4 – водонефтяной контакт, 5 – залежи нефти, 6 – капиллярный барьер (линзы воды), 7 – капиллярный и литологический региональный барьер, 8 – граница замещения

4.3.2 Карты изопакит

Карты изопакит дают наглядное представление о распределении мощностей продуктивного горизонта. Они показывают площадное распределение мощностей, которое закономерно или локально возрастает или уменьшается.

Методика построения карт толщин аналогична методике построения структурных карт способом треугольников (рис. 14). Вначале составляют план расположения скважин. Под номером скважины указывают значение толщины пласта, определяемое в результате расчленения разреза скважин на пласты. Точки с одинаковыми значениями толщин соединяют плавными линиями, называемыми **изопакитами**. Поэтому карты толщин называют еще картами изопакит.

Характерной особенностью является то, что в пределах внутреннего контура нефтеносности значения эффективной и эффективной нефтенасыщенной мощности, как и изолинии, совпадают.

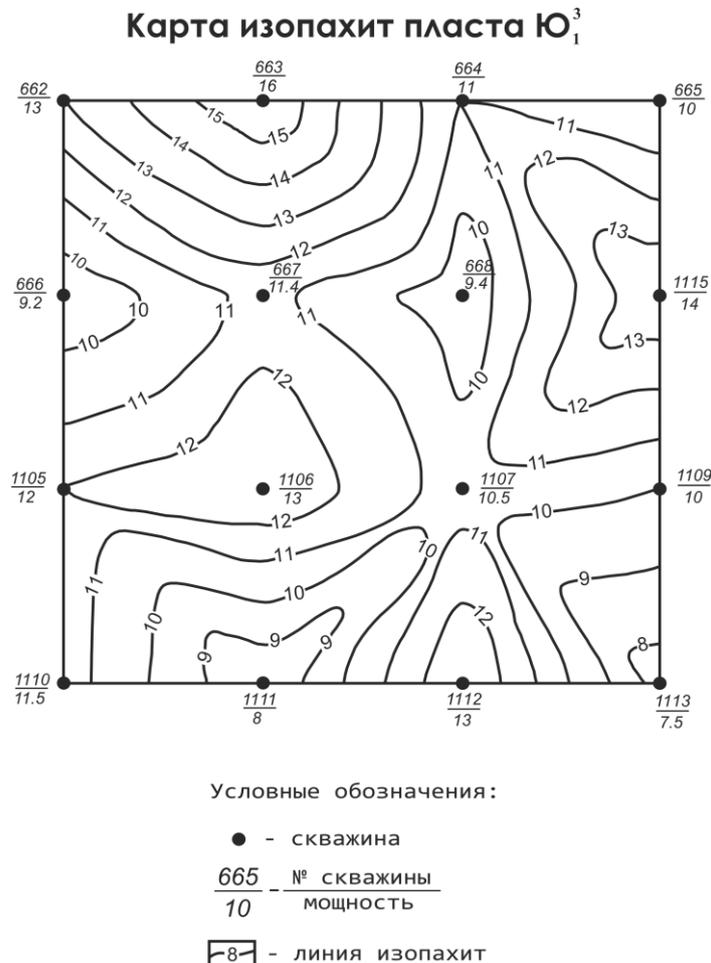
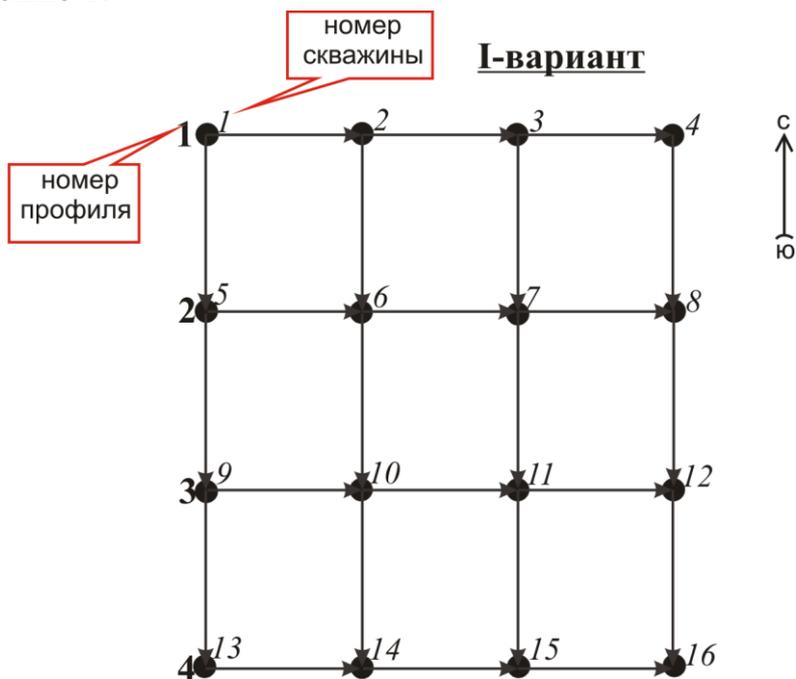


Рис. 14 Построение карты изопакит методом треугольника

5. ВЫПОЛНЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКОЙ РАБОТЫ

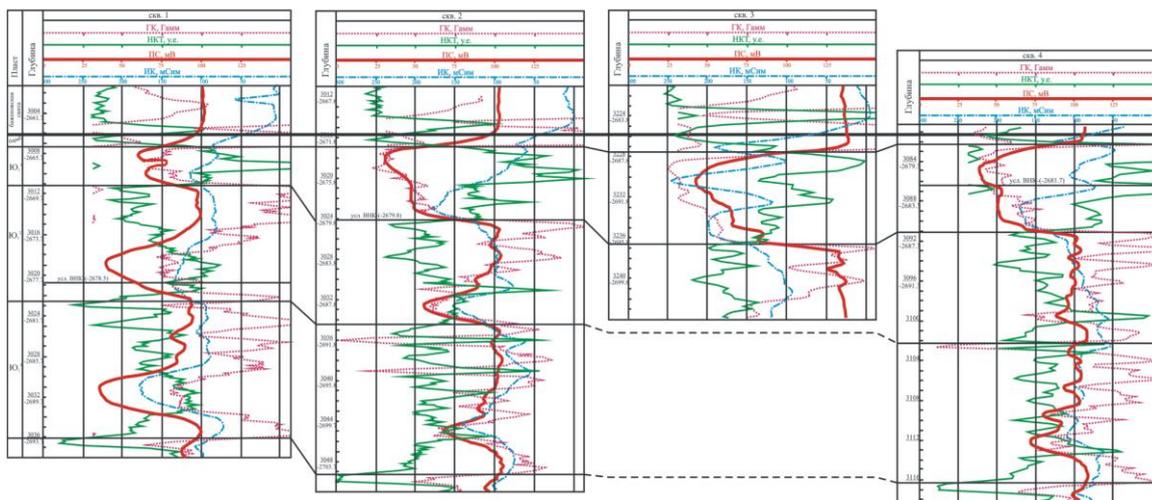
Исходный материал: комплект каротажных диаграмм, составленный по вариантам.

Схема разбуривания скважин на участке, номера профилей – **приложение 1**.



Электрокаротажные диаграммы по профилям – **приложение 2**.

Вариант I-1



Задание 1. Выделение пластов–коллекторов

Нефтегазоносность верхнеюрской продуктивной толщи связана с отложениями васюганской свиты, в пределах которой выделены три продуктивных пласта: Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³.

1. Определить абсолютные отметки залегания пластов и их общие мощности. Полученные данные занести в таблицу 1.

2. Выделить пласты–коллекторы, используя методику В.С. Муромцева (предел коллектора $\alpha_{ПС} = 0,5$).

3. Определить абсолютные отметки проницаемой части каждого пласта и их эффективные и нефтенасыщенные толщины. Полученные данные занести в таблицу 2.

Пример:

Таблица 1

Определение абсолютных отметок залегания пластов

№ скв	пласт	Абсолютные отметки, м		общая мощность пласта, м
		кровля	подошва	
1	Ю ₁ ¹	-2665,1	-2668,9	3,8
	Ю ₁ ²	-2668,9	-2680,3	11,4
	Ю ₁ ³	-2680,3	-2693,8	13,5

Таблица 2

Определение эффективных и нефтенасыщенных мощностей

№ скв	пласт	абс. отметки проницаемой части пласта, м		эффективная мощ. пласта, h _{эф} , м	кол-во пропластков	абс. отметки нефтенасыщ. части пласта, м		нефтенасыщенная мощность пласта, h _н , м
		кровля	подошва			кровля	подошва	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Ю ₁ ¹	-2665,1	-2668,5	1,4	2	-2665,1	-2668,5	1,4
		-2667,3	-2668,9	1,6		-2667,3	-2668,9	1,6
1	Ю ₁ ²	-2674,8	-2678,8	4	1	-2674,8	-2678,5	3,7
		-2687,7	-2690,7	3		1	–	–

В скважине 1 в пласте Ю₁¹ прослеживается непроницаемый пропласток. Пласт Ю₁³ водонасыщен, так как залегает ниже отметки ВНК (рис. 15).

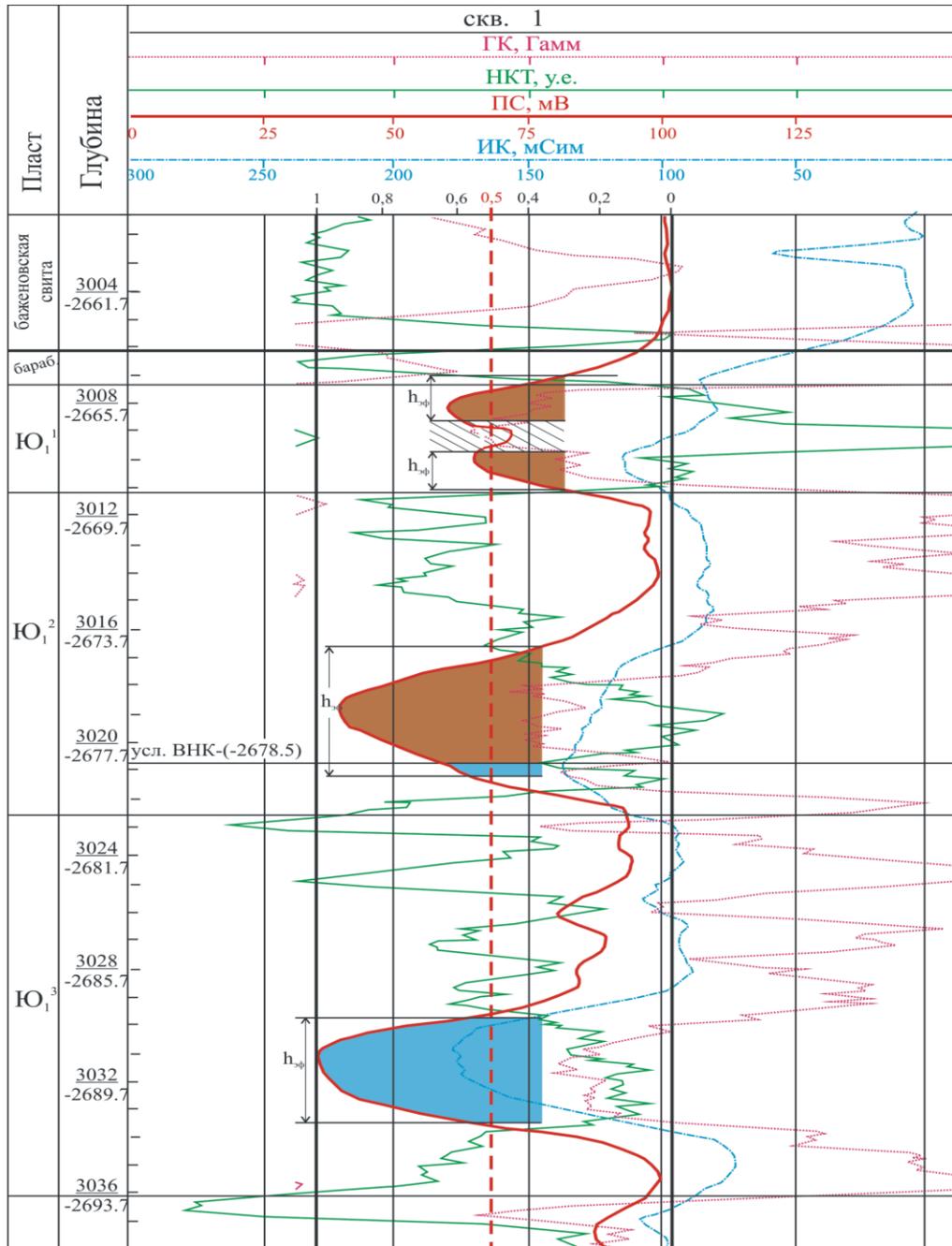


Рис. 15. Определение эффективной мощности на электрокаротажной диаграмме

Задание 2. Построение геологических профилей

Для построения геологического профиля выбираем вертикальный масштаб 1 : 200, горизонтальный масштаб – 1 : 10 000. Сетка бурения эксплуатационных скважин на данном участке месторождения составляет 500 x 500 метров.

Построение геологического профиля осуществляется в следующей последовательности:

1. На листе миллиметровой бумаги формата А4 проводят горизонтальную линию – условный уровень моря и слева вычерчивают вертикальный масштаб – шкалу абсолютных отметок.

2. На линии уровня моря показывают положение скважин согласно выбранному масштабу и схемы разбуривания (рис. 16).

3. Отметить на осях скважин положение кровли и подошвы пластов по абсолютным отметкам.

4. Отметить в каждом продуктивном пласте проницаемые (эффективные) толщины и непроницаемые пропластки в нем (данные из таблицы 2).

5. Провести корреляцию разрезов скважин, соединить одновозрастные пласты, эффективные толщины, непроницаемые пропластки и окончательно вычертить геологический профиль.

6. Для наглядности эффективные нефтенасыщенные толщи закрашивают желтым цветом (исключая пропластки), а пласты ниже линии ВНК – голубым.

7. В тех случаях, когда глубина ВНК по профилю отличается на 9–10 метров, ВНК усредняют.

8. Каждый вариант включает в себя построение четырех профилей, обозначенных на схеме жирным шрифтом. Профиль проходит через четыре скважины.

Пример: Вариант I

Профиль **1** по линии скважин: 1 – 2 – 3 – 4

Профиль **2** по линии скважин: 5 – 6 – 7 – 8

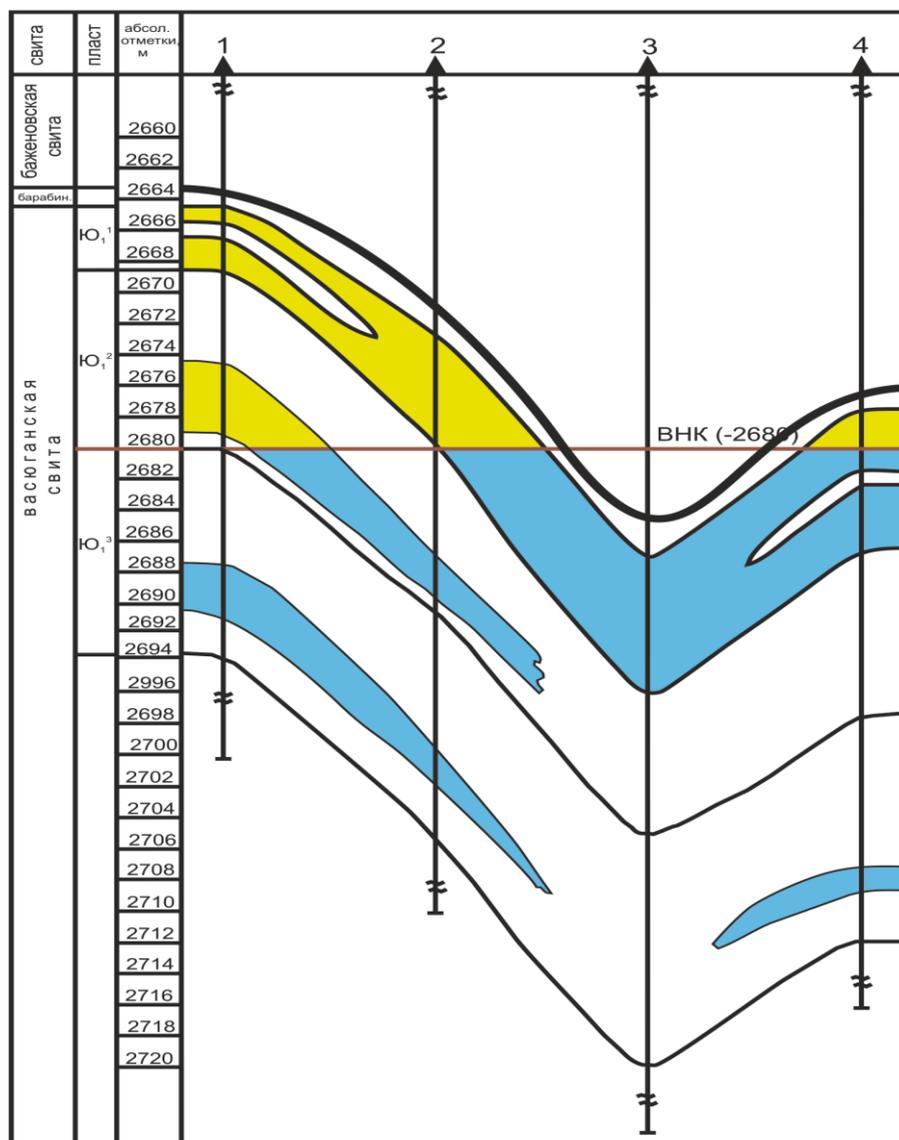
Профиль **3** по линии скважин: 9 – 10 – 11 – 12

Профиль **4** по линии скважин: 13 – 14 – 15 – 16

Построенные таким образом геологические профили являются информационной основой для получения карт структурных поверхностей, толщин нефтесодержащих пород, свойств коллекторов и многих других, составляющих геологическую модель изучаемого объекта.

Профиль I
по линии скважин 1-2-3-4

Масштаб: горизонтальный 1:10 000
вертикальный 1:200

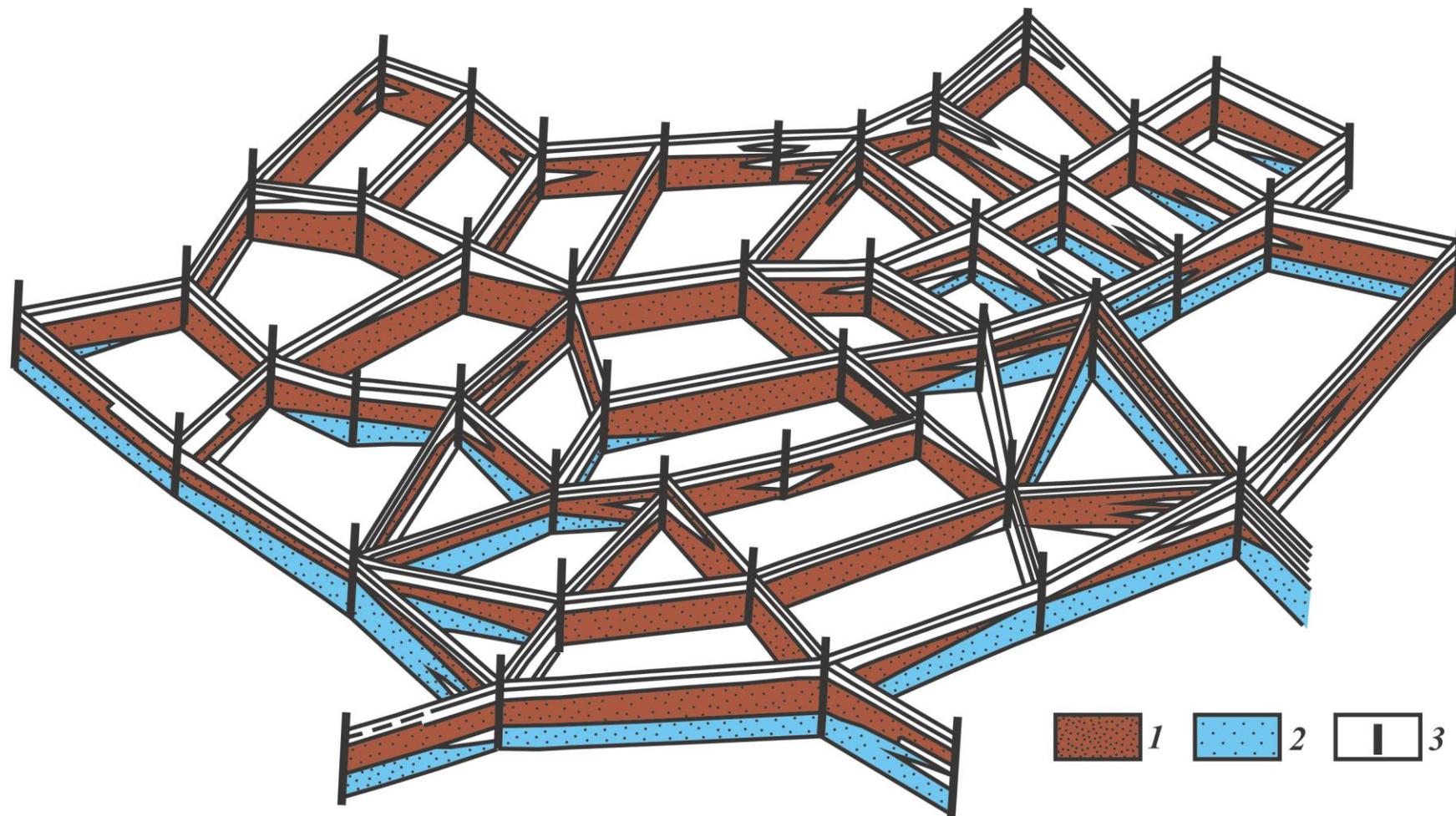


Условные обозначения

- песок нефтенасыщенный
- песок водонасыщенный
- плохо проницаемая порода

Рис. 16. Геологический профиль средневерхнеюрских отложений по линии скважин 1 – 2 – 3 – 4 месторождения Солнечное, участок №I,

В идеальном варианте все геологические профили должны быть преобразованы в блок–диаграмму, отображающую геологическую модель газонефтяной залежи в трехмерном изображении (рис. 17)..



*Рис. 17. Блок-диаграмма южной части залежи Бавлинского месторождения (по С.А. Султанову):
1 – нефтенасыщенный песчаник; 2 – заводненный песчаник; 3 - скважина;*

Задание 3. Построение пластовых карт

Основой для построения пластовых карт являются геологические профильные разрезы (как продольные, так и поперечные), с помощью которых уточняются на карте границы отдельных пластов.

Для обеспечения эффективной разработки неоднородных горизонтов необходимо правильно понять и наглядно изобразить на картах все пропластки и пласты различной литологией и мощностью.

Построение карт изопахит

1. Определить координаты места положения скважин, принимая за X положение на оси абсцисс; за Y – положение на оси ординат (свой вариант см. в приложении 1).

2. На лист миллиметровой бумаги нанести координаты скважин в масштабе 1: 10000. Под номером скважины указать значение общей мощности пласта (см. табл. 1). Карты строятся методом треугольника, с сечением линий 1 метр. Сетка скважин разбивается на треугольники путем соединения ближайших скважин. При этом не учитывается ни расстояние между скважинами, ни направление основных течений, ни диапазон изменения мощности. Карты изопахит необходимо построить по каждому пласту – Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³.

3. Дать характеристику изменения мощности каждого пласта.

Пример:

Пласт Ю₁¹

Средняя мощность пласта составляет 3 метра. Максимальные отметки мощности находятся на северо–восточном, восточном, центральном и северо–западном направлении в скв. № 2041 (5,6 м), № 2039 (5,2 м.), 2020 (3,8 м), 2016 (3,8 м.). Минимальная отметка мощности в скважине № 2002 – 1,2 м., которая находится в западной части площади (рис. 18).

Пласт Ю₁²

Средняя мощность пласта составляет 6,6 метра. Наблюдаются значительные изменения в скв. № 2002. По сравнению с пластом Ю₁¹ мощность в скважине возросла до 7 м. Максимальная мощность накопления осадков сосредоточилась на юго–западе в скв. № 2047, 2024 с мощностью 14 м. Низкие мощности наблюдаются на севере, северо–западе и северо–востоке в скважинах № 2016, 2043, 2076 с мощностью 4 м. Самые низкие отметки находятся в центральной части участка месторождения в скв. 2020 с мощностью 3,8 м. и на юге в скв. 2036 с мощностью 3,4 м. (рис. 19).

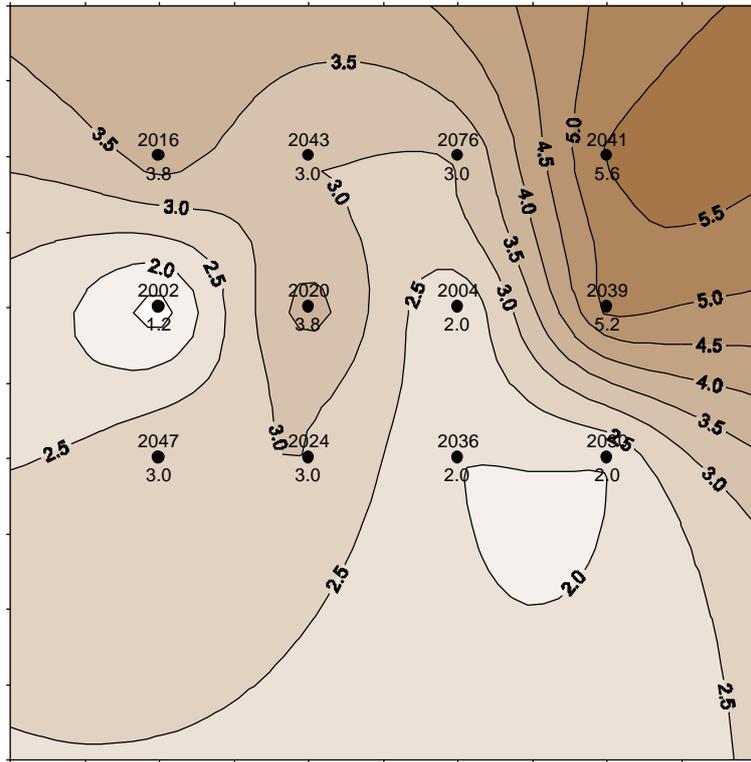


Рис. 18. Карта изопхит по пласту Ю₁¹ ...участка №... месторождения Солнечное. Построение в программе Surfer

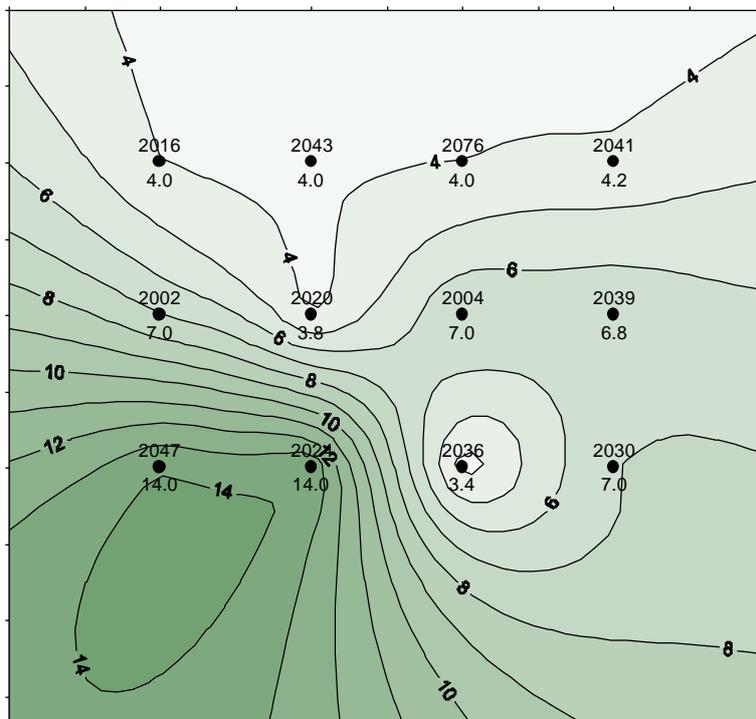


Рис. 19. Карта изопхит по пласту Ю₁² ...участка №... месторождения Солнечное. Построение в программе Surfer

Построение карт распространения коллекторов (α ПС)

1. Перед тем, как строить карты, необходимо определить максимальное значение α ПС на каротажных диаграммах. Значения занести в таблицу 3. При этом если в пласте 2 и более пропластка, то α ПС брать по максимальному значению.

2. Карты строить на миллиметровой бумаге, по аналогии с картами изопакит, с сечением линий 0.2. Под номером скважины указать значение предела α ПС. Карты построить по каждому пласту – Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³.

3. Провести сопоставление зон повышенной песчаности и мощности заданного пласта; установить взаимосвязь этих параметров по пластам и по всему участку в целом.

Карты распространения коллекторов в дальнейшем будут использоваться для вычисления коэффициента литологической выдержанности $K_{л.в.}$

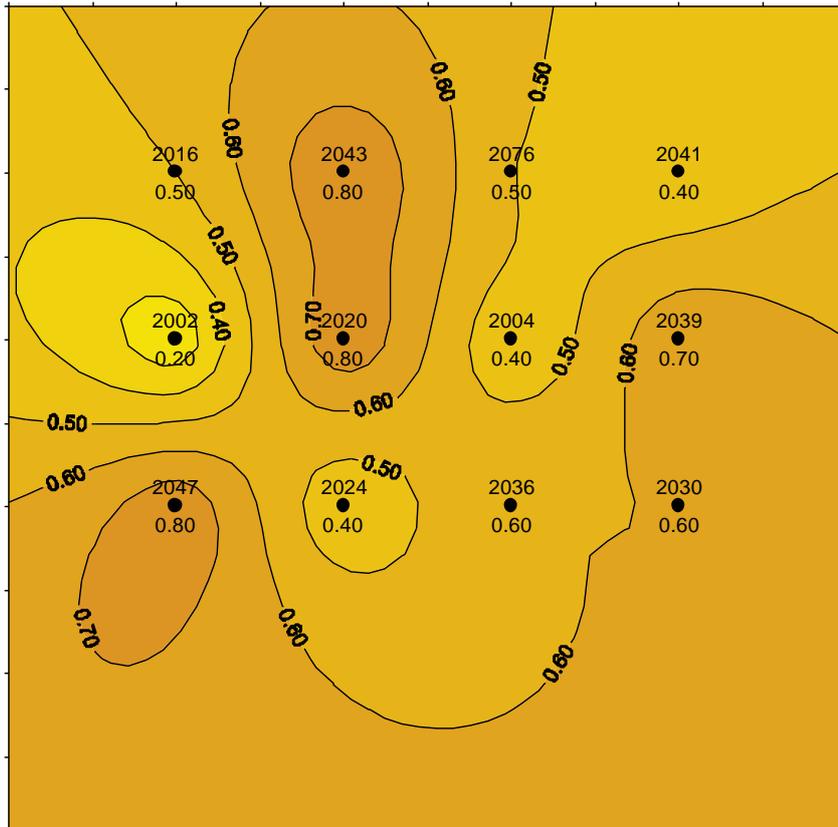
Таблица 3

№ скв	значения α ПС по пластам		
	Ю ₁ ¹	Ю ₁ ²	Ю ₁ ³
2016	0,5	0,1	0,6
2043	0,8	0,6	0,5
2076	0,5	0,7	0,4
2041	0,4	0,2	0,3
2002	0,2	1	0,1

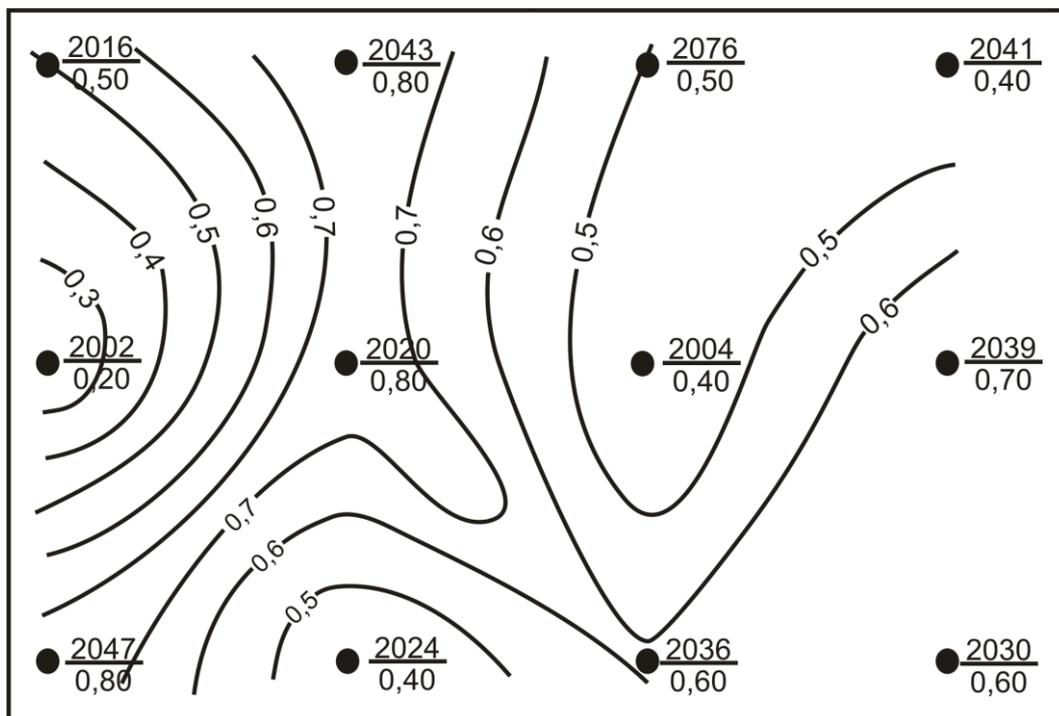
Пример

В пласте Ю₁¹ – в районе скважин 2043, 2020 и 2047 при средней мощности пласта 3 м. наблюдается зона высокой песчаности (α ПС 0,8). В скважине 2039 при максимальной мощности 5,2 м. также высокие значения α ПС – 0,7. Уменьшение песчаности наблюдается в районе скв. 2002.

В целом по участку (по классификации А.А. Ханина) преобладают коллекторы III – IV класса (рис.20).



Построение в программе Surfer



Построение методом треугольника

Рис. 20. Карта распространения коллекторов пласта Ю₁¹ участка №... месторождения Солнечное

В пласте $Ю_1^2$ в скв. 2002 с увеличением мощности пласта наблюдается увеличение значений песчаности по сравнению с пластом $Ю_1^1$, где коллектор отсутствовал. В скв. 2047 при значительном увеличении мощности сохраняются высокие значения песчаности.

В скважинах 2024, 2041, 2016 преобладают глины, алевролитоглинистые породы, что по В.С. Муромцеву классифицируются как непроницаемые коллекторы. Среднее значение $\alpha_{ПС}$ по участку – 0,58.

В целом по участку (по классификации А.А. Ханина) преобладают коллекторы IV класса (рис. 21).

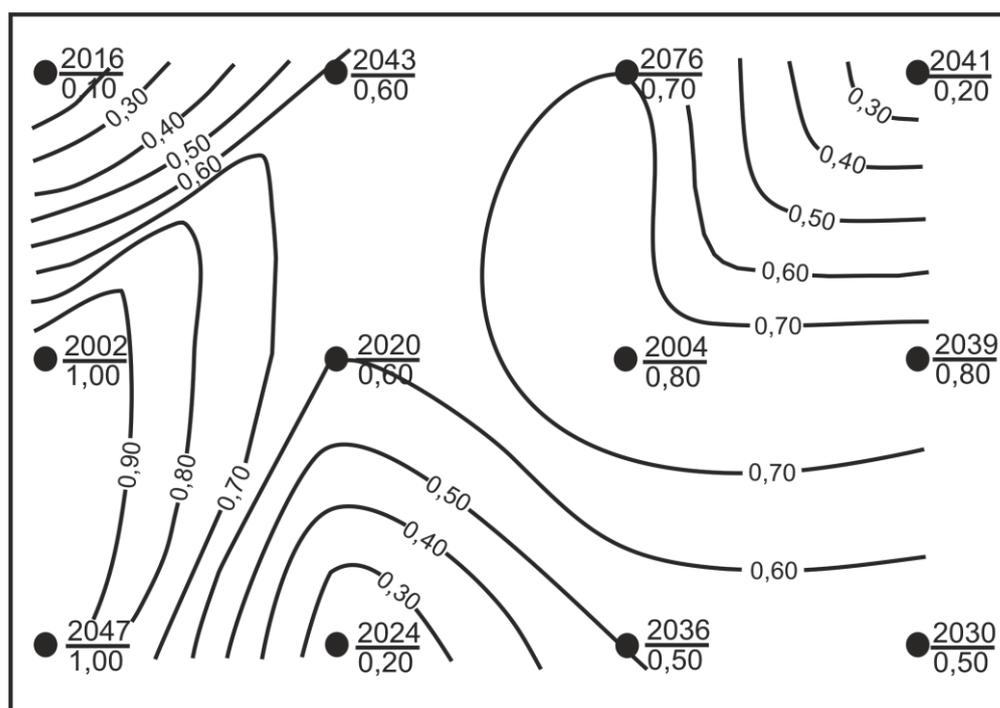


Рис. 21. Карта распространения коллекторов пласта $Ю_1^2$ участка №... месторождения Солнечное

Задание 4. Расчет коэффициентов, характеризующих неоднородность продуктивных пластов

Первые характеристики геологической неоднородности были получены в основном для объектов разработки III иерархического уровня. К ним относятся: коэффициент песчаности $K_{пес}$, коэффициент расчлененности $K_{расчл}$, коэффициент слияния (литологической связанности) $K_{сл}$, коэффициент литологической выдержанности $K_{л.в.}$.

Коэффициент песчанности

Коэффициент песчанности рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{песч}} = \sum \frac{h_{\text{эф}}}{h_{\text{общ}}} / n \quad (14)$$

где $h_{\text{эф}}$ – эффективная мощность пласта в отдельной скважине.

Под эффективной мощностью понимают суммарную мощность прослоев песчаника за вычетом прослоев непроницаемых пород.

$h_{\text{общ}}$ – общая мощность пласта от его кровли до подошвы в той же скважине;

n – число скважин.

Пример:

Пласт Ю₁¹ $K_{\text{песч}} = (2,0/3,8 + 2,5/3,0 + \dots + 1,0/3,0)/12 = 0,0239$;

Пласт Ю₁² $K_{\text{песч}} = (2,1/4,0 + 4,0/4,4 + \dots + 3,8/7,0)/12 = 0,0191$;

и т.д.

Коэффициент расчлененности

Коэффициент расчлененности рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{расчл}} = \frac{l_1 + l_2 + \dots + l_i}{n} = \frac{\sum l_i}{n}, \quad (15)$$

где:

l_1, l_2, \dots – число прослоев коллекторов в каждой скважине;

n – общее количество скважин [7].

В том случае, когда эксплуатационный объект представлен пластом песчаника, $K_{\text{расчл}} = 1$.

Пример:

Пласт Ю₁¹ $K_{\text{расчл}} = (1+1+1+\dots)/12 = 0,75$

Пласт Ю₁² $K_{\text{расчл}} = (1+1+2+\dots)/12 = 0,91$

Пласт Ю₁³ $K_{\text{расчл}} = (2+1+2+\dots)/11 = 0,66$ (так как в скв. 2016 пласт отсутствует).

Вывод: Чем выше $K_{\text{расчл}}$ и чем ниже $K_{\text{песч}}$, тем выше макронеоднородность пласта.

Коэффициент литологической связанности (литологического слияния)

При фильтрации нефти в пласте большое практическое значение имеет гидродинамическая связь с соседними пластами или прослоями того же пласта. Степень связи пластов характеризуется коэффициентом слияния пластов. **Чем больше коэффициент слияния, тем больше и степень связанности коллекторов по вертикали.** $K_{сл}$ можно определить по количеству скважин в которых пласт монолитен

$$K_{сл} = \frac{\sum n_{св}}{N}, \quad (16)$$

где:

$n_{св}$ – скважины, в которых установлена литологическая связь пластов (песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями);

N – общее количество скважин.

Пример:

Пласт Ю₁³

В скважинах 2076, 2004, 2039, 2030, 2036 – пласт монолитен.

$K_{сл} = 5/12 = 0,42$.

Также о степени литологической связи пластов можно судить по площади на которой происходит слияние пластов или прослоев. Эта площадь может быть замерена по схеме разбуривания.

$$K_{сл} = \frac{\sum S_{сл i}}{S_{общ}}, \quad (17)$$

где:

$S_{сл}$ – площадь, в пределах которой песчаные пропластки не разобщены глинистыми прослоями (монолитен);

$S_{общ}$ – общая площадь залежи.

Площадь залежи ($S_{общ}$) определяется по структурной карте кровли пласта в пределах внешнего контура нефтеносности. **В данном случае рассматривается участок залежи**, поэтому общая площадь определяется расчетным путем с использованием схемы разбуривания. Площадь разбурена сеткой скважин 500 x 500. Площадь участка залежи принята 1500000 м², прямоугольником размером 1500 x 1000 м. (рис. 22)

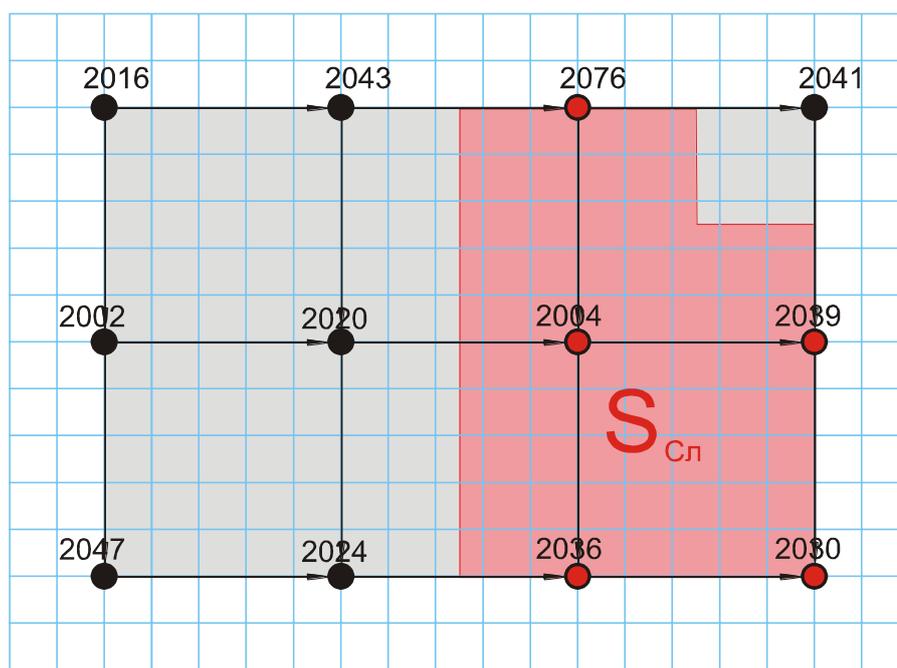


Рис. 22. Схема расположения скважин по которой высчитывается площадь слияния коллектора в пласте Ю₁³ участка №..., месторождения Солнечное

Общая площадь $S_{общ}$ и площадь слияния $S_{сл}$ высчитывается на миллиметровой бумаге с учетом масштаба. Площадь вычислять в квадратных сантиметрах, а затем перевести в квадратные метры.

Пример:

В скважинах 2076, 2004, 2039, 2036, 2030 – пласт–коллектор монолитен. Его площадь равна 687500 м².

$$\text{Пласт Ю}_1^3 K_{сл} = 687500/1500000 = 0,458$$

Коэффициент литологической выдержанности пластов

Непроницаемые слои при эксплуатации залежи препятствуют фильтрации жидкости в вертикальном направлении. В ряде случаев это положительным образом влияет на процесс разработки, затрудняя, например, поступление воды в скважину из обводненной части пласта.

Под коэффициентом литологической выдержанности $K_{л.в.}$ понимается отношение площади распространения коллекторов пласта S_k к общей площади залежи S :

$$K_{лв} = \frac{S_k}{S_{общ}}, \quad (18)$$

где:

S_k – площадь распространения коллекторов, которая определяется по карте распространения коллекторов (αПС);

$S_{общ}$ – общая площадь залежи.

Чем больше $K_{лв}$, тем больше степень гидродинамической связанности коллекторов по горизонтам. При вычислении $K_{лв}$ использовать карты распространения коллекторов.

Коэффициент литологической выдержанности характеризует **охват пласта воздействием по площади**.

Общая площадь $S_{общ}$ участка залежи принята 1500000 м², – ее определили ранее. Площадь литологической выдержанности $S_{лв}$ высчитывается по аналогии с площадью слияния (рис. 23).

Пример:

Площадь участка залежи принята 1500000 м², прямоугольником размером 1500 x 1000 м.

Пласт Ю₁¹

Пласт как коллектор выявлен в скважинах 2016, 2043, 2076, 2020, 2039, 2030, 2036, 2047. Его площадь равна 1200000 м². В четырех скважинах отсутствует коллектор, что хорошо видно на карте.

$$K_{лв} = 1200000/1500000 = 0,8.$$

Пласт Ю₁²

Пласт как коллектор выявлен в скважинах 2043, 2076, 2002, 2020, 2004, 2039, 2030, 2036, 2047 (рис. 24). Его площадь равна 1060000 м². Коллектор отсутствует в трех скважинах

$$K_{лв} = 1060000/1500000 = 0,7.$$

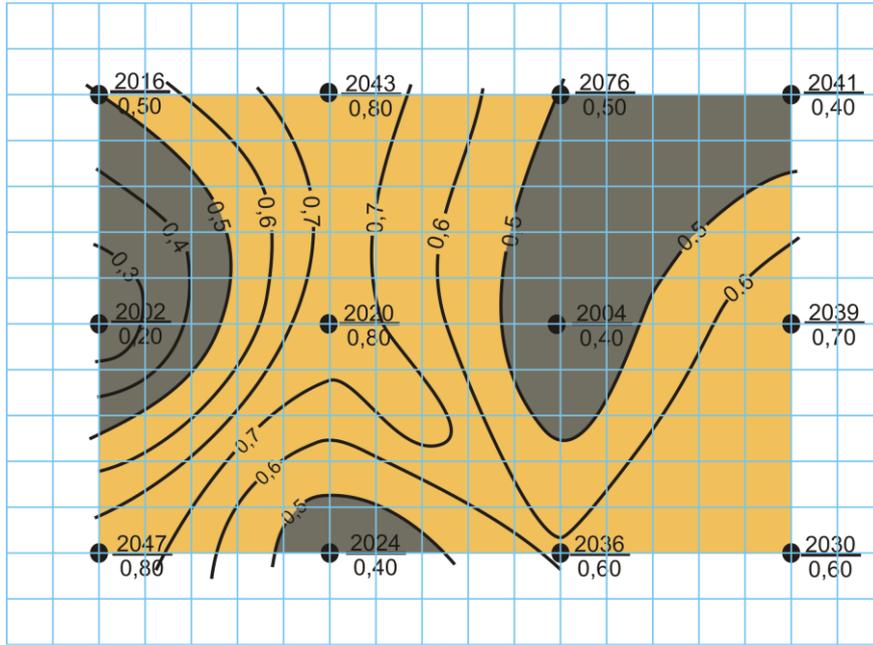


Рис. 23. Карта распространения коллекторов по которой высчитывается площадь литологической выдержанности коллектора пласт Ю₁¹ участка №..., месторождение Солнечное

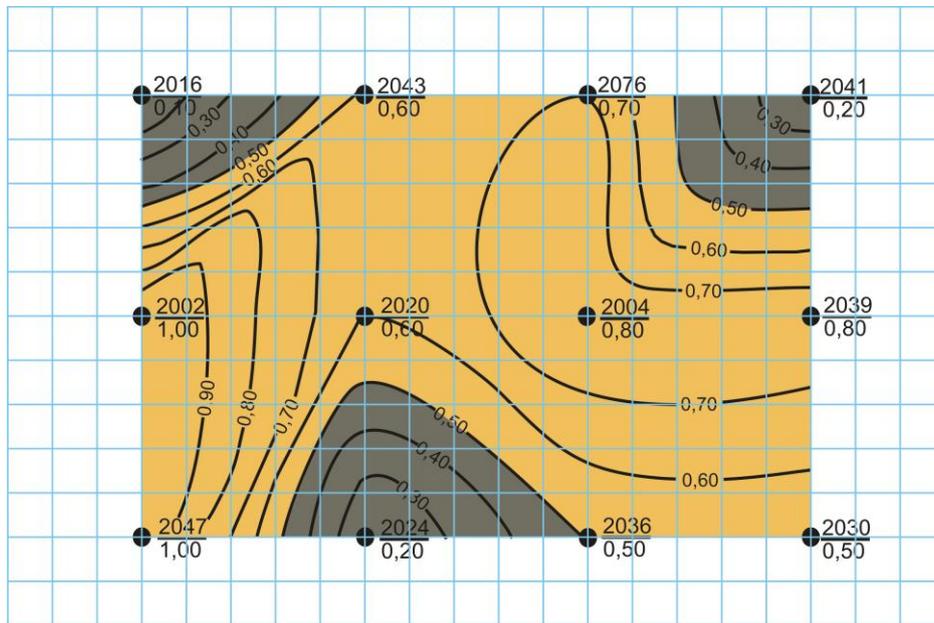


Рис. 24. Карта распространения коллекторов по которой высчитывается площадь литологической выдержанности коллектора пласт Ю₁² участка №..., месторождение Солнечное

Данные расчета коэффициентов неоднородности занести в таблицу 4:

Таблица 4

№ скв	Пласт Ю ₁ ¹			Пласт Ю ₁ ²			Пласт Ю ₁ ³		
	гобщ м	hэф м	кол-во пропл. ,1	гобщ м	hэф м	кол-во пропл. ,1	гобщ м	hэф м	кол-во пропл. ,1
2016	3,8	2	1	4	2,1	1	10,0	–	–
2043	3,0	2,5	1	4,0	4,0	1	6,0	3,8	2
2076	3,0	1,5	1	4,0	3,8	2	16,0	14,8	1
2041									2
2002									2
2020									3
2004									1
2039									1
<i>K_{нес}</i>	0,0239			0,0191			0,0131		
<i>K_{расчл}</i>	0,75			0,91			0,66		
<i>K_{сл}</i>							0,42/0,458		
<i>K_{л.в}</i>	0,8			0,7					

6. СОСТАВЛЕНИЕ ОТЧЕТА О ПРОДЕЛАННОЙ РАБОТЕ

Заключительным этапом выполнения заданий является сводный отчет, в котором подводится итог проведенного цикла работ.

Отчет под названием «**Изучение неоднородности продуктивных пластов средневерхнеюрских отложений участка №... месторождения Солнечное**» выполняется в компьютерном варианте.

План отчета

Введение (цель, задачи, исходный материал).

Создание моделей нефтяного месторождения и осуществление на их основе расчетов разработки – одна из главных задач инженеров и исследователей–нефтяников.

Геологическая неоднородность – одна из важнейших характеристик пород–коллекторов. Ее изучение позволяет уточнить геологическую модель пласта, залежи или объекта разработки. Распределение неоднородности пород в пределах изучаемого объекта также имеет огромное значение для подсчета запасов нефти, проектирования и анализа разработки, а также контроля за воздействием на пласт и выработкой пластов.

На основе данных ГИС создается количественное представление о свойствах нефтяного месторождения и его системе разработки. Система взаимосвязанных количественных представлений о месторождении и есть модель его разработки, которая состоит из модели пласта и модели процесса разработки.

Модель пласта – это система количественных представлений о его геолого–физических свойствах, используемая в расчетах разработки месторождения.

Модель процесса разработки – это система количественных представлений о процессе извлечения нефти из недр.

Создание модели пласта на основе геофизических данных возможно при определенной последовательности геологических построений.

Далее следует выполнение и описание выполненных по порядку заданий.

1. Выделение пластов–коллекторов участка №... месторождения Солнечное (методика выделения пласта–коллектора, определение его мощности, эффективной, нефтенасыщенной толщин, заполнение таблиц). Электро-каротажные диаграммы и таблицы приложить.

2. Построение геологических профилей

Геологические профили строятся по абсолютным отметкам залегания продуктивного пласта, которые определены по электро-каротажным диаграммам.

Построенные на миллиметровой бумаге геологические профили по линии скважин, ориентированные по сторонам света, приложить.

3. Построение карт изопахит

Карта изопахит отражает...

Изопахита – это...

Карты строятся методом треугольника, с сечением...

Дать подробное описание изменения мощности каждого пласта в пределах участка №... месторождения Солнечное. Карты приложить.

Построение карт распространения коллекторов

Карта распространения коллекторов характеризует...

Дать подробное описание пространственного распространения песчаных пластов–коллекторов по площади участка №... месторождения Солнечное (зоны распространения и оценка качества коллекторов каждого пласта). Карты приложить.

4. Расчеты коэффициентов неоднородности

Провести расчеты, результаты занести в таблицу № 4.

Заключение (выводы о строении разреза, сравнительная характеристика продуктивных пластов по степени расчлененности, песчанистости, литологической выдержанности ...).

Предложения о направлении дальнейших работ по изучению наиболее перспективного пласта.

Пример:

В ходе геологических построений видно, что скважина №...практически не имеет проницаемых прослоев...

Скважины № 1136, 1036, ... имеют очень хорошую литологическую выдержанность пласта Ю₁¹, коэффициент слияния = ...

Для детального обоснования модели залежи необходимо рассмотреть фильтрационные параметры продуктивного пласта, определенные по керну и ГИС.

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ

Альтитуда земли – расстояние в метрах от уровня моря до земной поверхности.

Альтитуда ротора – альтитуда земли плюс расстояние от поверхности земли до стола ротора бурового станка.

Блок–диаграмма – пространственное изображение залежи, сочетающее структурную карту (или карту горизонтального среза) с двумя геологическими профильными разрезами по пересекающимся плоскостям на границах участка (И.О. Брод, Е.Ф. Фролов, 1957).

Геологический профиль (в промысловой геологии) – графическое изображение на вертикальной плоскости строения месторождения (продуктивной части разреза, залежи), составленное по разрезам скважин и показывающее тектоническое строение, соотношение горных пород различного возраста, условия их залегания, мощность продуктивных пластов и характер их неоднородности, положение начальных контактов между газом, нефтью, водой, а также возможные данные разработки – положение забоев скважин, интервалов перфорации и др. (М.М. Иванова, В.А. Тимофеев, Г.С. 1981).

Геологический разрез месторождения – составляемый для месторождения в определенном масштабе глубин усредненный разрез отложений, представленный в виде нескольких колонок, показывающих: чередование пород разного литологического состава (в условных обозначениях), характер границ между ними, местоположение нефтегазонасыщенных интервалов; геологический возраст пород; данные о глубине залегания и мощности, характерные кривые каротажа; описание литологии пород, ископаемых остатков, характера нефтегазонасыщенности; некоторые другие данные (М.И. Максимов, 1975).

Для месторождения с учетом его особенностей может быть составлен или нормальный, или типовой, или сводный геологический разрез.

Геологический разрез скважины – графическое изображение и геологическое описание последовательности напластований пройденных скважиной пород (М.А. Жданов, 1970, 1978).

Внешний контур нефтеносности – проекция линии пересечения водонефтяного контакта с верхней поверхностью пласта (кровлей). Внешний контур нефтеносности является границей залежи.

Внутренний контур нефтеносности – проекция линии пересечения водонефтяного контакта с нижней поверхностью пласта (подшовой).

Залежь – естественное локальное (единичное) скопление нефти и газа в ловушке, в количестве достаточном для промышленной разработки, с единым ВНК.

Изогипсы – линии, соединяющие на карте равные значения абсолютных отметок залегания пласта, отсчитываемых от уровня моря, и показывающие простираение пласта (М.А. Жданов, Е.В. Гординский, М.Г. Ованесов, 1975).

Изопахиты – линии на картах, соединяющие точки с одинаковыми мощностями разновозрастных отложений.

Каротаж – измерение вдоль ствола скважины при помощи специальной установки (зонда) или другим способом какой-либо физической или химической величины, характеризующей свойства горных пород (В.Л. Комаров, 1973).

– проведение измерений, характеризующих изменение физических свойств горных пород, а также естественных или искусственных полей по стволу скважины (С.С. Итенберг, 1972).

Карта распространения коллекторов – карта, характеризующая изменчивость по площади залежи литологического строения исследуемого пласта, на которой отражены границы распространения коллекторов, границы коллекторов с резко различными эксплуатационными характеристиками. Используется для изучения неоднородности строения объекта и гидродинамической связи пластов, для обоснования размещения добывающих и нагнетательных скважин (М.М. Иванова, И.П. Чоловский и др. 2000).

Карта расчлененности – карта, показывающая изменения по площади характера расчлененности неоднородного продуктивного горизонта (пласта) или многопластового объекта на которой разграничиваются условными обозначениями (обычно в виде окраски различными цветами) участки с разными количеством и сочетанием нефтегазонасыщенных пластов (прослоев) (М.М. Иванова, В.А. Тимофеев, 1981).

Карта толщин – карта, показывающая закономерность изменения мощности определенного геологического подразделения (прослоя, пласта) с помощью изопахит (М.А. Жданов, 1970).

Карта эффективной толщины пласта – карта суммарной мощности проницаемых прослоев, полученная в результате суммирования карт мощности коллектора каждого из прослоев (И.Х. Абрикосов, И.С. Гутман, 1970).

Коэффициент песчанистости $K_{песч}$ – представляет собой отношение эффективной мощности к общей мощности пласта, прослеживаемой в разрезе данной скважины. Показывает какую долю занимают коллекторы в общем объеме продуктивного горизонта.

Коэффициент расчлененности $K_{расчл}$ – определяется для залежи в целом и характеризует среднее количество песчаных прослоев – отношение числа песчаных прослоев, суммированных по всем скважинам, к общему количеству скважин, вскрывших коллектор.

Коэффициент слияния (литологической связанности) $K_{сл}$ – это отношение числа скважин, вскрывших монолитный пласт песчаника (мощность которого равна или больше средней его мощности), к общему числу пробуренных скважин (т.е. долю скважин, в которых смежные прослой сливаются).

Коэффициент распространения коллекторов по площади (литологической выдержанности), характеризует степень прерывистости их залегания и охват пласта воздействием по площади. Это отношение площади присутствия коллекторов данного интервала к общей площади пласта в пределах контура нефтеносности.

Коэффициент сложности площадного залегания коллекторов – отношение суммарной длины границ участков пласта, представленных коллекторами, к длине периметра залежи.

Коэффициент охвата пласта воздействием $K_{охв}$ – отношение нефтенасыщенного объема продуктивного пласта (залежи), охваченного процессом вытеснения, ко всему нефтенасыщенному объему залежи.

Коэффициент заводнения – отношение объема промытой части пустотного пространства продуктивного пласта охваченного процессом вытеснения, к общему объему пустот этого пространства, первоначально насыщенного нефтью;

– степень заполнения порового объема пласта вытесняющим агентом при его разработке;

– отношение объема промытой части пласта к объему пласта, занятому подвижной нефтью (Г.Ю. Шовкринский, З.М. Рябинина и др., 1980).

Коэффициент вытеснения – отношение объема вытесненной нефти к начальному объему нефти в породе–коллекторе при длительной и интенсивной промывке образца породы.

Месторождение – совокупность залежей, приуроченных к одной или нескольким локализованным геологическим структурам, территориально охватывающие одну или несколько площадей.

Нефтенасыщенная толщина (газонасыщенная) – суммарная толщина прослоев нефтенасыщенных коллекторов.

Общая толщина горизонта (пласта) – расстояние от кровли до подошвы, определяемое в стратиграфических границах.

Эффективная толщина – общая толщина за вычетом толщины прослоев неколлекторов, выделенных в разрезе горизонта;

Электрический каротаж – комплекс электрометрических исследований для определения удельного электрического сопротивления, самопроизвольно возникающего в скважине и около неё.

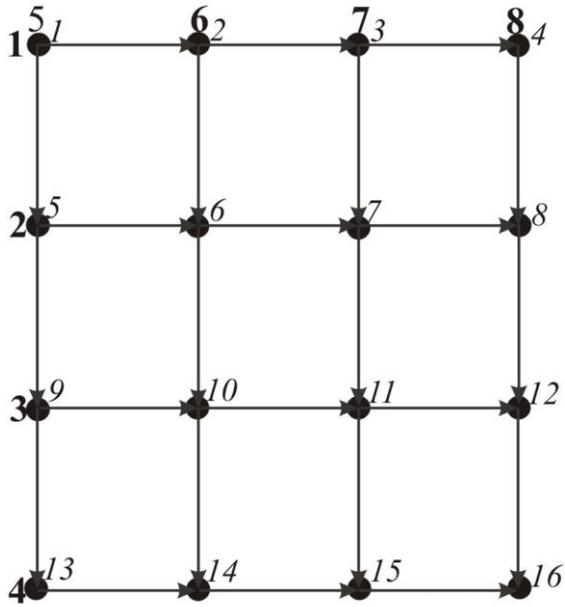
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борисов Ю.П., Воинов В.В., Рябинина З.К. Влияние неоднородности пластов на разработку нефтяных месторождений. М.: Недра, 1970.
2. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1982. – 448 с.
3. Дементьев Л.Ф. О понятии «геологическая неоднородность продуктивных пластов» и методах ее изучения //Тр./пермского филиала Гипростокнефти. – Вып.1 – Пермское книжн. Изд-во, 1965.
4. Дмитриев Е.Я., Мелик-Пашаев В.С. Зависимость разведки и разработки крупных нефтяных залежей от геологической неоднородности продуктивных пластов. Нефтегазовая геология и геофизика, 1963, №9, С. 3 – 9.
5. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учебное пособие. – Томск.: Изд. ТПУ, 2004. – 114 с.
6. Жданов М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. Учебное пособие для вузов, 2–е изд., перераб.и доп. М.: Недра, 1981. – 453 с.
7. Иванова М.М., Чоловский И.П., Брагин Ю.И. Нефтегазопромысловая геология: Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 414 с.
8. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985. – 422 с.
9. Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А., Ланчаков Г.А., Пономарев А.И. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: Учеб. Для вузов. – 2–е изд., перераб. и доп. – М.: ООО»Недра-Бизнесцентр», 2006. – 372 с.
10. Кузнецов А.В. Закономерности распространения песчаников в литологически неоднородных нефтеносных горизонтах Волго-Уральской провинции. В сб. «Физико-геологические факторы при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений». М.: Недра, 1969.
11. Латышова М.Г., Вендельштейн Б.Ю., Тузов В.П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. – М.: Недра, 1990. – 312 с.
12. Мелик-Пашаев В.С. Геология, разведка и разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 1979. – 334 с.
13. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260с.

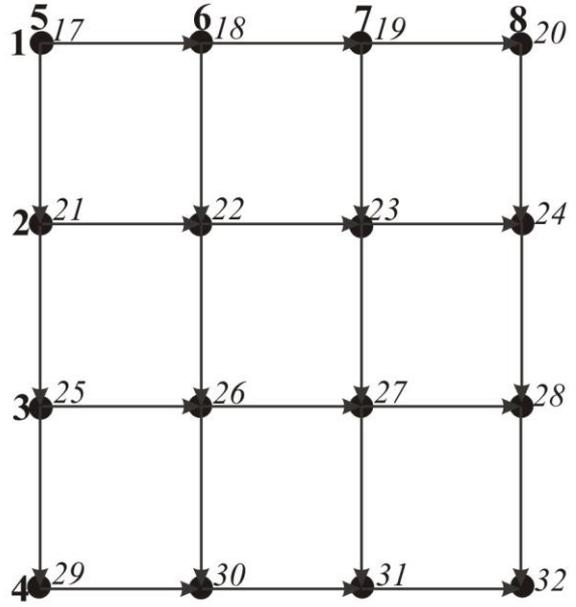
14. Обухов О.К. Изучение выдержанности коллектора в связи с его неоднородностью для целей разработки месторождений. Тр. КФ ВНИИ, вып. 14. М.: Гостоптехиздат, 1964.
15. Семин Е.И. Геологическая неоднородность пластов и некоторые способы ее изучения. – Труды ВНИИ, 1962, вып. 34, С. 3 – 43.
16. Стасенко В.В., Климушин И.М., Бреев В.А. Методы изучения геологической неоднородности нефтяных пластов. М: Недра, 1972. – 167 с.
17. Ханин А.А. Породы–коллекторы нефти и газа и их изучение. – М.: Недра, 1969. – 368с.
18. Чоловский И.П., Иванова М.М., Гутман И.С., Вагин С.Б., Брагин Ю.И. Нефтегазопромисловая геология и гидрогеология залежей углеводородов: Учебник для вузов. М.: ГУП Изд–во «Нефть газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 456 с.
19. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М.: Недра, 1991 г.
20. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Учебное пособие. Уфа, изд–во УГНТУ, 1998. – 255 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

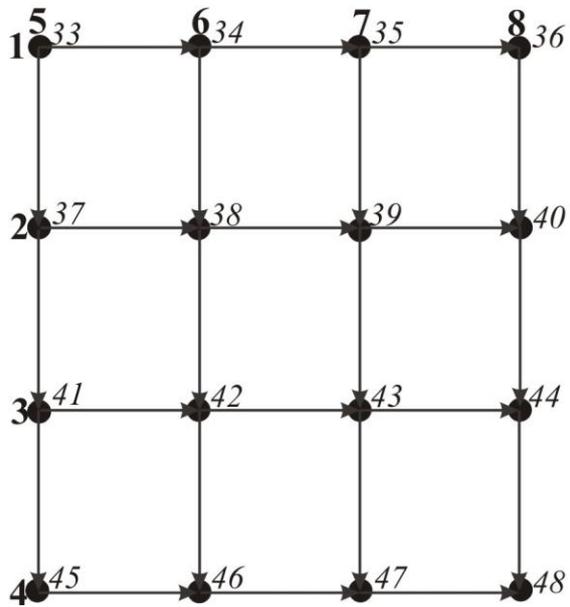
I-вариант



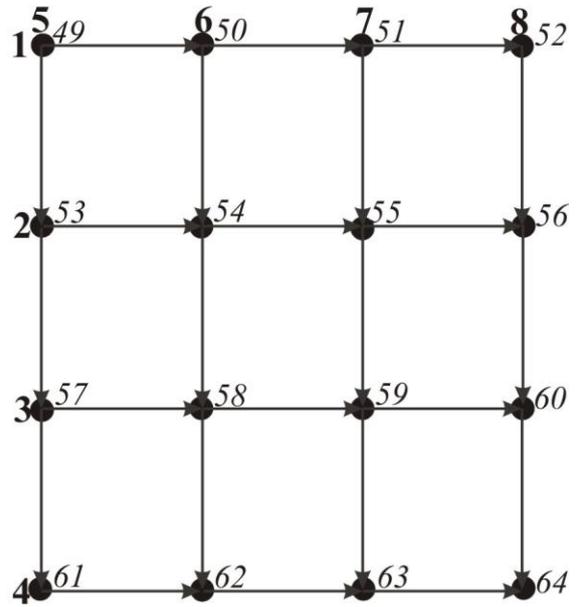
II-вариант



III-вариант

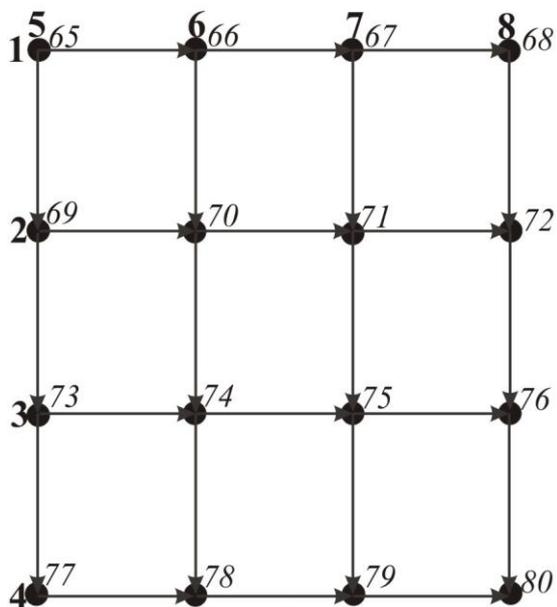


IV-вариант

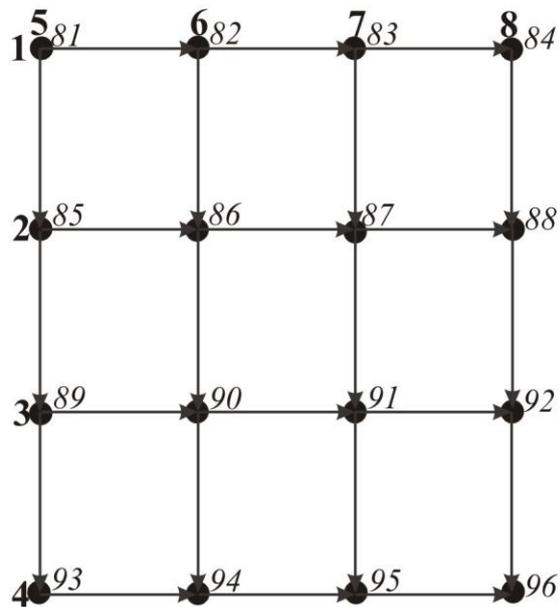


Продолжение приложения 1

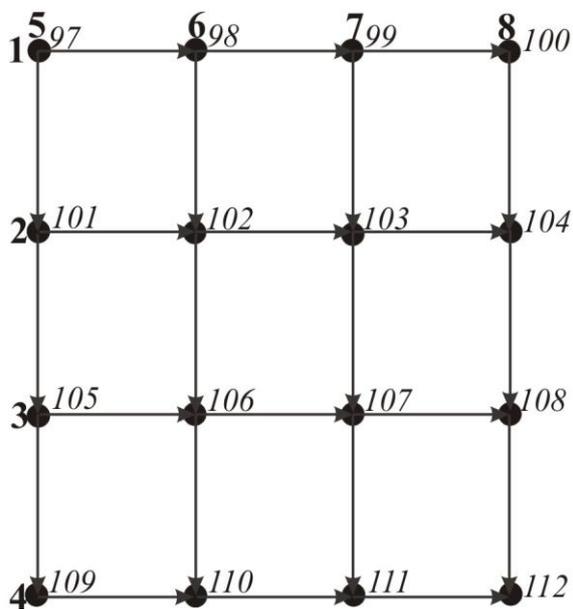
V-вариант



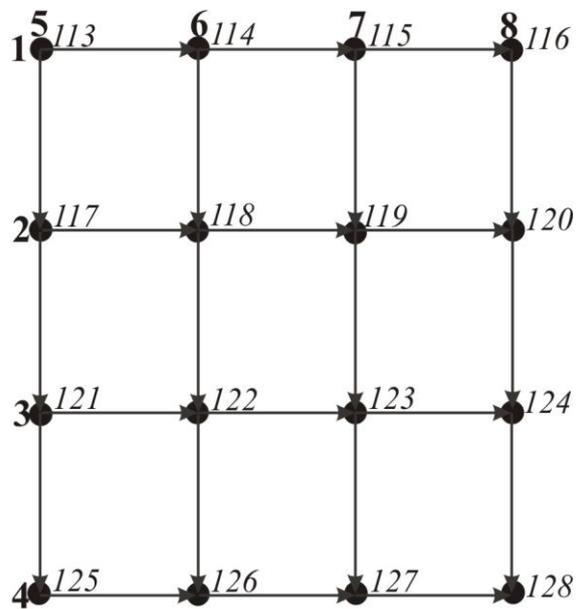
VI-вариант



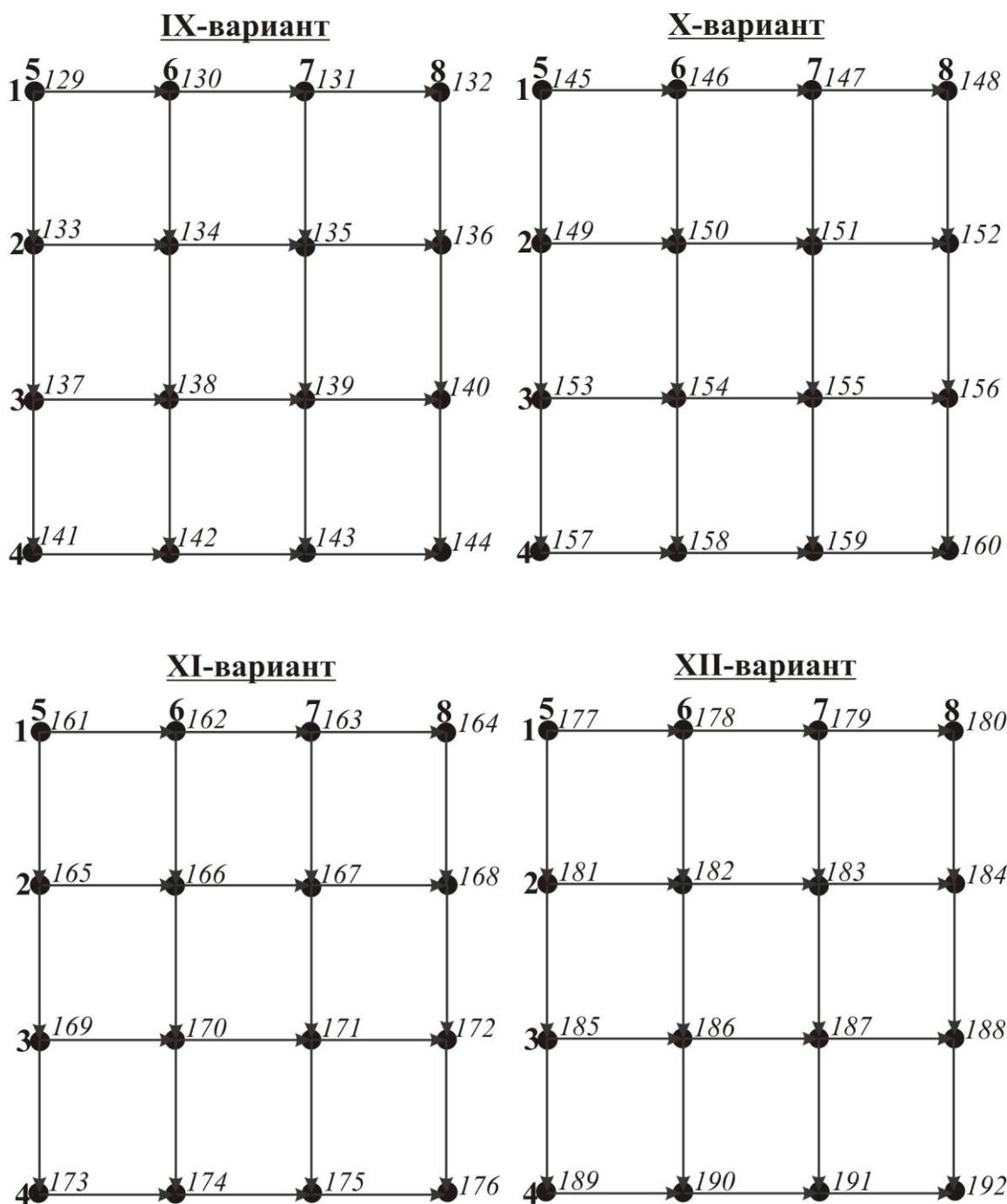
VII-вариант



VIII-вариант



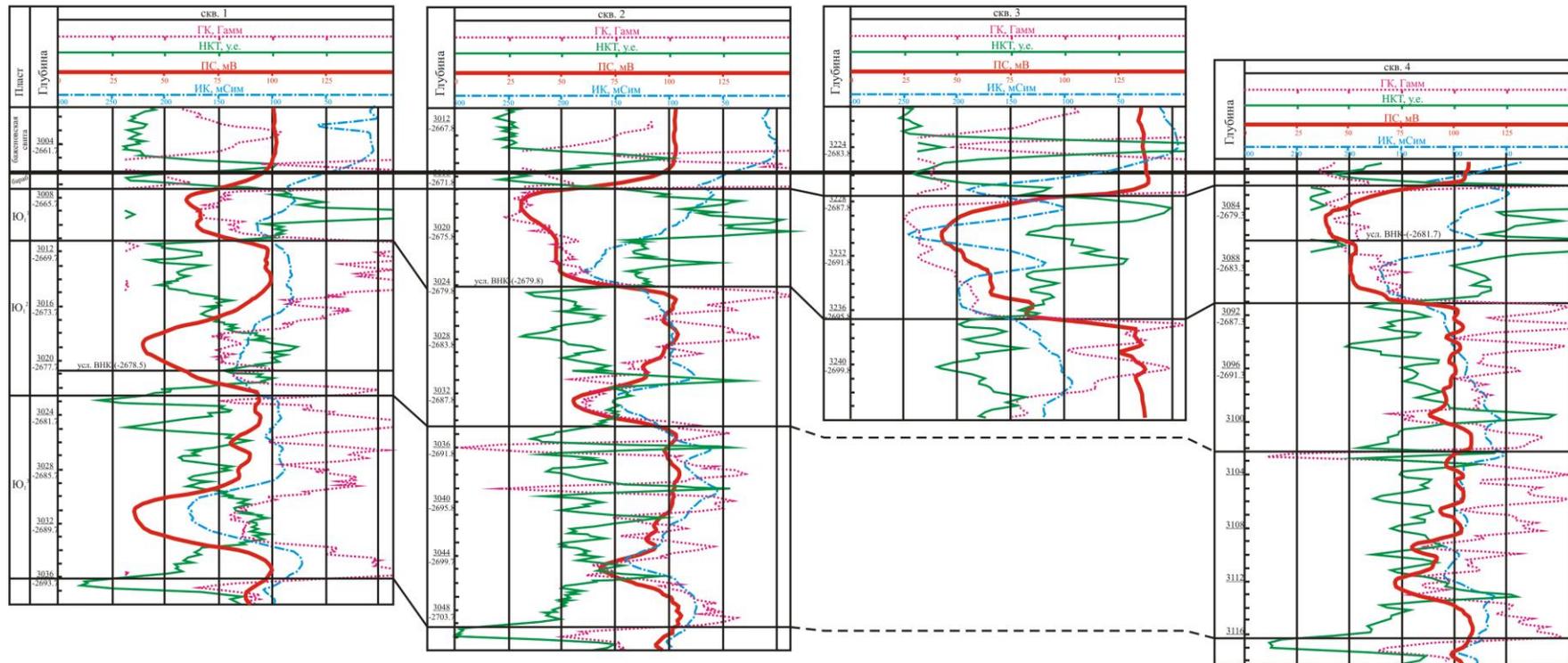
Продолжение приложения 1



ПРИЛОЖЕНИЕ 2

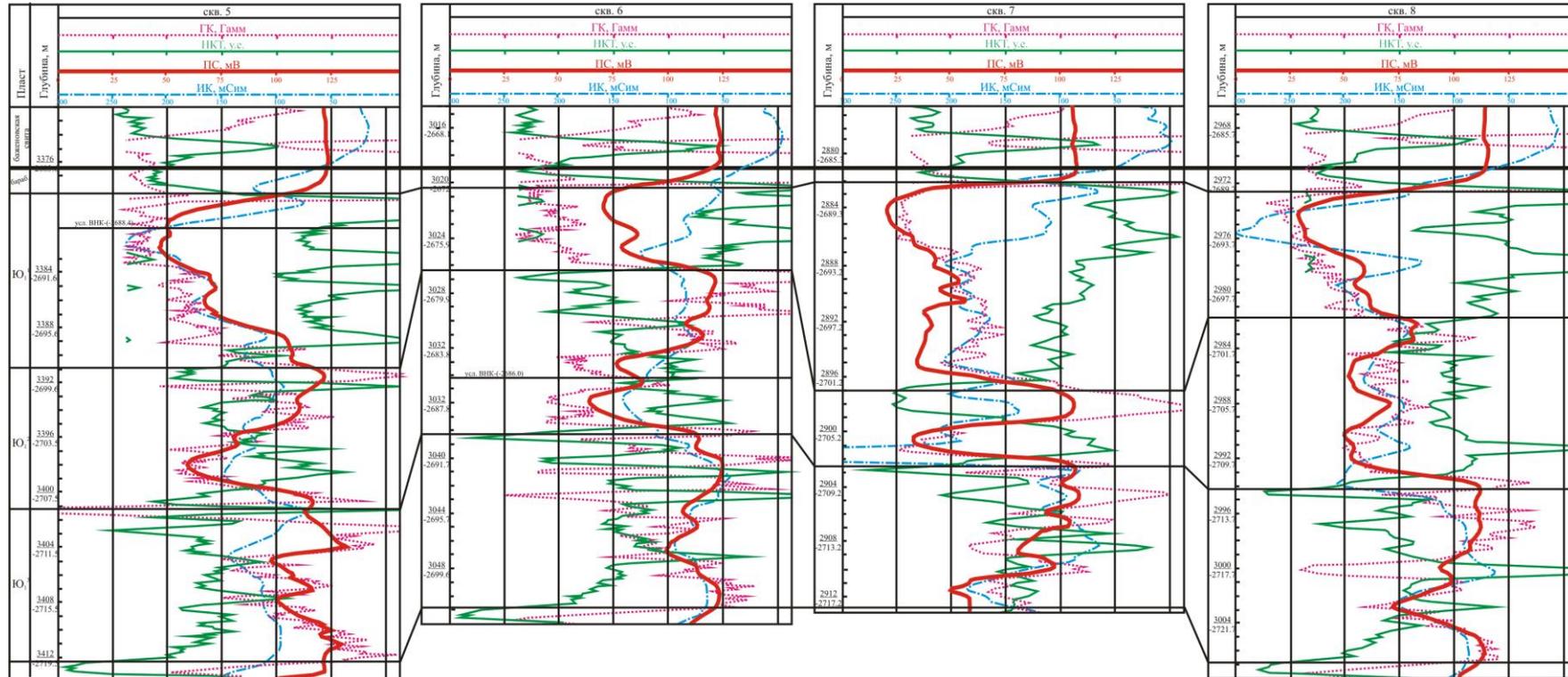
Вариант 1 – профиль 1

Вариант I-1



Вариант 1 – профиль 2

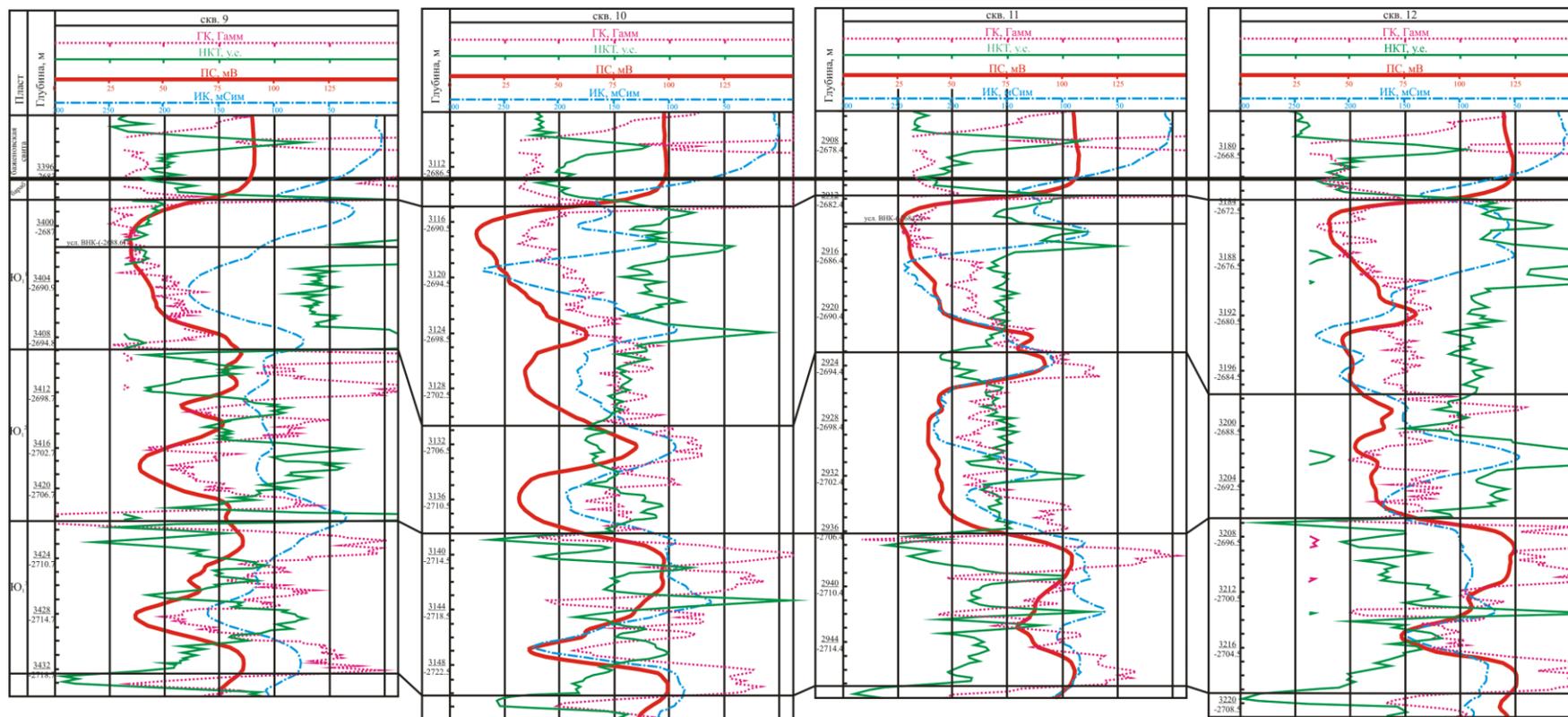
Вариант I-2



Вариант 1 – профиль 3

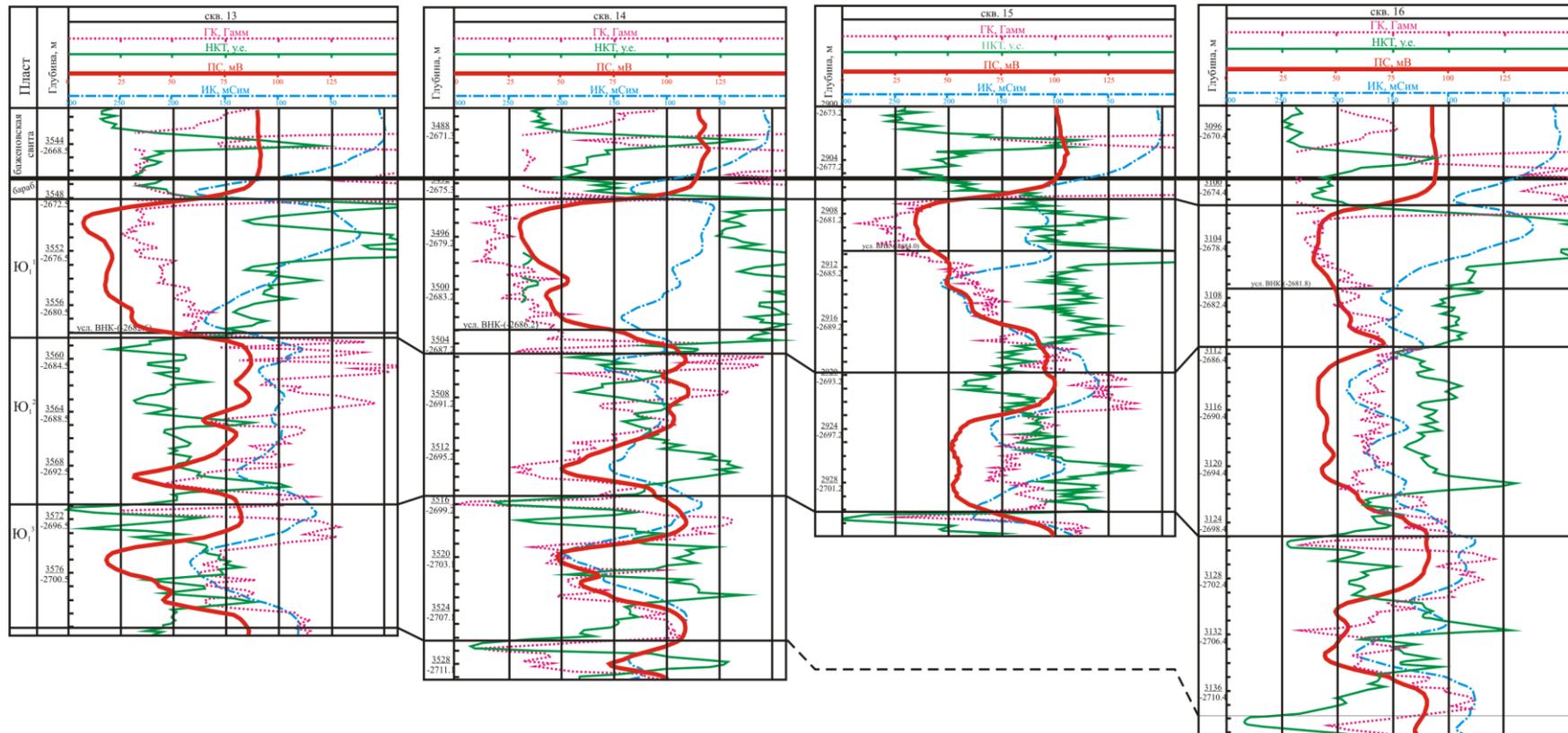
Продолжение приложения 2

Вариант I-3



Вариант 1 – профиль 4

Вариант I-4



Учебное издание

Пулькина Наталья Эдуардовна
Зими́на Светлана Валерьевна

ИЗУЧЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Практикум для выполнения учебно-научных работ студентами
направления «Нефтегазовое дело»

Научный редактор доктор технических наук,
профессор А.Т. Росляк

Подписано к печати .2012. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».

Печать XEROX. Усл.печ.л. . Уч.-изд.л. .

Заказ . Тираж 50 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru