

УДК 550.832.9

**КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ОЦЕНКИ  
НЕФТЕНОСНОСТИ РАЗРЕЗОВ  
ИГОЛЬСКО-ТАЛОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**COMPLEX OF GEOPHYSICAL STUDIES IN THE OPEN WELLBORE  
TO ASSESS THE OIL BEARING CAPACITY  
OF THE IGOLSKO-TALOVOYE OIL FIELD**

**Петрушин Евгений Олегович**

Ведущий технолог по добыче нефти и газа,  
ЦДНГ1 ОАО «Печоранефть»  
eopetrushin@yahoo.com

**Арутюнян Ашот Страевич**

кандидат технических наук,  
доцент кафедры прикладной математики,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
mereniya@mail.ru

**Аль-Гаили Юнес Али Абдо Шараф**

студент,  
институт Нефти, газа и энергетики  
Кубанский государственный  
технологический университет  
younis.ali.2015@mail.ru

**Аннотация.** Необходимость использования геофизических исследований скважин обуславливается тем, что с их помощью можно детально расчленить геологический разрез и с достаточной точностью определить фильтрационно-емкостные свойства пластов-коллекторов. Использование ГИС как более дешёвых методов по сравнению с бурением позволит эффективно разрабатывать месторождение и повысить добычу нефти и газа. Цель статьи состоит в том, чтоб наглядно представить значимость и целесообразность применения комплекса методов геофизических исследований скважин для разработки месторождения. Для достижения этой цели на примере Игольско-Талового нефтяного месторождения рассмотрен каждый метод в отдельности и выбран комплекс методов, в дальнейшем применяемый на данном месторождении, ведь только комплексное использование методов позволяет получить полную информацию о перспективности и целесообразности разработки и дальнейшей эксплуатации месторождения. Выбор комплекса методов геофизических исследований скважин для данного месторождения производится исходя из геологического строения района, преследуемой цели (разведка это будет или разработка), а также исходя из основных результатов геофизических работ прошлых лет.

**Ключевые слова:** выбор участка работ; выбор методов и обоснование геофизического комплекса; методика и техника проведения геофизических работ; метрологическое обеспечение работ; интерпретация геофизических данных; электрический параметр насыщения; относительные фазовые проницаемости.

**Petrushin Evgeniy Olegovich**

Leading oil and gas production technologist,  
JSC «Pechoranefit»  
eopetrushin@yahoo.com

**Arutyunyan Ashot Straевич**

Candidate of technical sciences,  
Assistant professor  
of pulpit applied mathematicians,  
Kuban state technological university  
mereniya@mail.ru

**Al-Ghaili Yunes Ali Abdo Sharaf**

Student,  
Institute of Oil, Gas and Energy  
Kuban state technological university  
younis.ali.2015@mail.ru

**Annotation.** The need to use well logging is due to the fact that they can be used to disassemble the geological section in detail and determine the filtration and capacitive properties of the reservoir layers with sufficient accuracy. The use of well logging as cheaper methods in comparison with drilling will allow to effectively develop the field and increase oil and gas production. The purpose of the article is to clearly demonstrate the significance and expediency of using a set of methods for geophysical studies of wells for the development of the field. To achieve this goal, each method was considered separately in the Igolsko-Talovoye oil field and a set of methods was chosen for further use at this field, since only comprehensive use of methods allows obtaining full information on the prospects and expediency of development and further exploitation of the field. The choice of a set of methods for geophysical exploration of wells for a given field is made on the basis of the geological structure of the area, the pursued purpose (exploration or development), and also based on the main results of geophysical work of previous years.

**Keywords:** site selection; choice of methods and justification of the geophysical complex; technique and technique of geophysical work; metrological support of works; interpretation of geophysical data; electrical saturation parameter; relative phase permeabilities.

В административном отношении Игольско-Таловое месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. Территория района месторождения представляет собой расчленённую, сильно заболоченную равнину, с абсолютными отметками поверхности земли от + 95 до + 195 м.

Ближайшим населённым пунктом является п. Майск, расположенный в 25 км северо-восточнее Игольско-Талового месторождения. Транспортировка добываемой на месторождении нефти в магистральный нефтепровод «Александровское – Анжеро-Судженск» проводится по нефтепроводу «Игольско-Таловое – Герасимовское – Лугинецкое». На месторождении имеется вахтовый посёлок, две вертолётные площадки, ремонтные службы. До района работ проходит бетонная дорога, соединяющая Игольско-Таловое месторождение с Каймысовской группой разрабатываемых нефтяных месторождений (Первомайское, Катильгинское, Западно-Катильгинское), а также вахтовым поселком Пионерный и г. Стрежевой.

### Выбор участка работ

Выбор места расположения скважины для разработки и дальнейшей эксплуатации будет производиться исходя из данных, представленных на карте текущего состояния разработки пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольско-Талового месторождения (рис. 1).

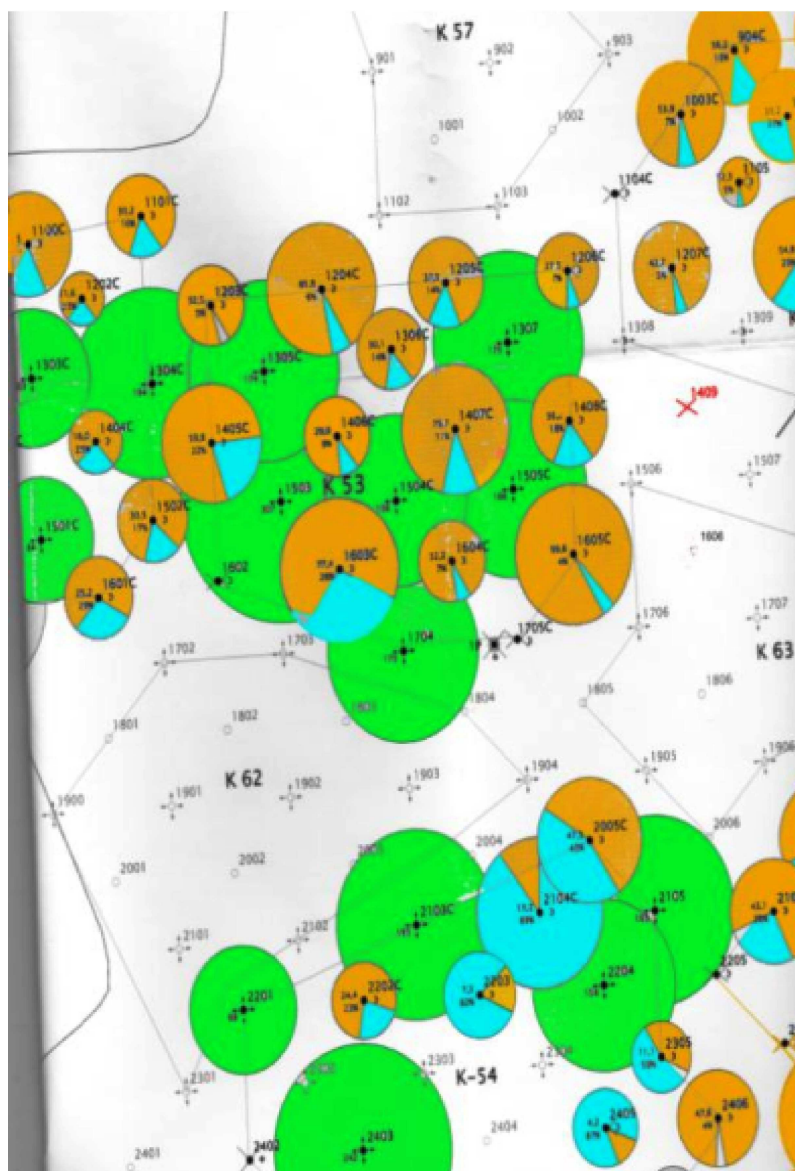


Рисунок 1 – Карта текущего состояния разработки пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольско-Талового месторождения

На данной карте изображена схема расположения нагнетательных, добывающих, разведочных и проектных скважин, а также скважин находящихся в освоении и бурении. Цветом, на карте, показан дебит нефти и дебит воды; радиус круга соответствует дебиту жидкости. По данным добывающих скважин видно, что в западной и северо-восточной части участка дебит нефти выше, чем в юго-восточной части. Следовательно, расположение скважины для разработки в юго-восточной части участка не целесообразно. Как вариант, можно рассмотреть расположение скважины в северной части участка, например, скважина № 1001 или № 1002, опираясь на то, что дебит расположенных вблизи них скважин высок. Так же хорошим местом расположения будет являться расположение скважины в восточной части участка, например, скважина № 1409 или № 1606.

По совокупности имеющихся данных и принимая во внимание то, что скважина № 1409 расположена вблизи скважины № 1408, данные интерпретации разреза которой нам известны, а также то, что данная скважина расположена между сеткой нагнетательных скважин, разработка и эксплуатация этой скважины будет наиболее целесообразна.

### **Априорная физико-геологическая модель объекта**

Изменения геофизических параметров на диаграммах наблюдаются из того, что разные литотипы обладают разными физическими свойствами. В исследуемом интервале геологический разрез сложен следующими породами: песчаники, алевролиты, глины, плотные породы и уголь.

Исходя из того, что диффузионно-адсорбционные процессы на границе пласт-скважина различны на диаграммах метода ПС напротив песчанка наблюдается минимальная амплитуда ПС, а напротив глин – максимальная.

Между радиоактивностью и плотностью существует обратно пропорциональная связь – чем больше значение плотности породы, тем меньше радиоактивность. Поэтому на диаграммах ГК наблюдается максимальное значение показаний напротив глин и среднее значение напротив песчаников

По сравнению с песчаными коллекторами глины обладают низкими значениями удельного электрического сопротивления, следовательно на диаграммах электрических методов напротив глин получаются минимальные значения.

На диаграммах НКТ глинистые породы отмечаются высокими значениями водородосодержания, а песчаники – низкими. Это связано с различием водородосодержания.

### **Выбор методов и обоснование геофизического комплекса**

Геологический разрез Игольско-Талового месторождения складывается (снизу) образованиями фундамента доюрского возраста, несогласно перекрываваемыми отложениями осадочного чехла. Промышленная продуктивность установлена в верхнеюрских отложениях в широком диапазоне глубин.

Выбор методов, применяемых на данном месторождении, будет осуществляться исходя из следующих поставленных геологических задач:

- литологическое расчленение, выделение покровов и корреляция исследуемого геологического разреза;
- выделение коллекторов, оценка характера их насыщения и выявление контактов пластовых флюидов на этапе оперативной интерпретации;
- определение подсчётных параметров для обоснования объёма запасов углеводородов (пористость, нефтегазонасыщенность, эффективные толщины, контакты пластовых флюидов и т.д.).

Литологическое расчленение разреза. В геологическом разрезе месторождения необходимо выделить песчаные, глинистые, плотные пласты и угли. Песчаные пласты рассматриваются как потенциальные коллектора. Коллекторы надёжно выделяются по следующим качественным признакам: отрицательной амплитуде ПС; сужению диаметра скважины ( $d_{СКВ}$ ) относительно номинального ( $d_{НОМ}$ ); наличию проникновения промысловой жидкости в пласт по данным электрических методов каротажа (БКЗ, ИК, БК); минимальной или средней гамма-активности по кривой ГК; по положительному приращению на кривых микрозондов. В случаях, когда прямые качественные признаки слабо

выражены или какой-либо из них отсутствует, привлекаются количественные критерии  $k_n$ ,  $k_{пр}$ . Глинистые пласты выделяются по высоким значениям методов ПС (линии глин) или ГК. Плотные пласты (карбонатизированные песчаники) выделяются высокими значениями методов БК и НКТ (НГК) и низкими значениями на ГК. Угли выделяются по низким значениям ГК и НКТ (НГК) и высоким значениям БК.

Если встречается неоднозначная ситуация (песчаник или глина, песчаник или плотный), то предпочтение отдаётся песчанику (потенциальному коллектору). С появлением новых данных (при обработке) литология таких пластов корректируется.

Определение характера насыщения, в продуктивной части разреза с масштабом глубин 1 : 200, в остальном разрезе 1 : 500, производится по следующим методам:

- индукционному каротажу (ИК). Если показания не превышают 200 Ом · м, то данный тип продуктивного пласта можно отнести к нефтенасыщенному, а если показания превышают 200 Ом · м, то к водонасыщенному;
- электрическим методам (БК, БКЗ, МБК);
- импульсному нейтрон-нейтронному каротажу;
- акустическому каротажу.

Определение текущего положения ВНК, ВГК, ГНК можно осуществить по данным КС, нейтронных методов (ННКнт, ННКт, НГК (НГКс)) или по акустическому каротажу (по коэффициенту затухания).

Исходя из вышесказанного, при выполнении проектируемых работ на стадии детальной разведки и доразведки планируется провести следующий комплекс ГИС:

1. Исследования в масштабе 1 : 500:
  - стандартный электрический каротаж (КС + ПС);
  - кавернометрия (профилеметрия) (Кав + Пр);
  - акустический каротаж (АК);
  - радиоактивный каротаж (ГК + НКТ);
  - инклинометрия (Инк);
2. Исследования в масштабе 1 : 200:
  - боковое каротажное зондирование (БКЗ);
  - микрозондирование (МЗ);
  - боковой каротаж (БК);
  - кавернометрия (профилеметрия) (Кав + Пр);
  - акустический каротаж (АК);
  - радиоактивный каротаж (ГК + НКТ).

Анализ ранее проведённых работ и физико-геологическая модель Игольско-Талового месторождения показывает, что данный комплекс с добавлением методов позволит решить поставленные геологические задачи.

### **Физические свойства выбранных методов**

#### ***Метод самопроизвольных потенциалов (СП)***

Масштаб глубин 1 : 200. Единица измерения – милливольт (мВ).

В результате электрохимической активности горных пород, находящихся в условиях естественного залегания, при пересечении их скважиной возникает естественное электрическое поле, возникновение которого обусловлено:

- 1) диффузией ионов солей из пластовых вод в ствол скважины и наоборот;
- 2) адсорбцией ионов частицами породы и промывочной жидкости;
- 3) фильтрацией пластовых вод и промывочной жидкости в поровой среде;
- 4) окислительно-восстановительными процессами и др.

Естественное электрическое поле в скважине или около неё называют *самопроизвольной (собственной) поляризацией*, а измеряемую величину – *самопроизвольным (собственным) потенциалом* и обозначают ПС. Для измерения естественного поля применяется установка с двумя электродами, один из которых находится в скважине, а другой – на поверхности. Изменение разности потенциалов в цепи во время перемещения электрода (М) измерительной установки вдоль ствола скважины указывает на наличие поля ПС.

Основной причиной возникновения ПС в осадочных породах является наличие процессов диффузии. Известно, что при растворении какой-либо соли в воде ее молекулы полностью или частично расщепляются на положительно и отрицательно заряженные ионы. На контакте двух растворов (например, пластовая жидкость – промывочная жидкость) ионы перемещаются из раствора с большей концентрацией солей в раствор с меньшей их концентрацией. Различие скоростей движения ионов приводит к образованию ЭДС, называемой диффузионным потенциалом.

При продавливании (фильтрации) водного раствора солей через тонкие капилляры возникает фильтрационный потенциал, а при наличии в разрезе рудных и сульфатных тел – окислительно-восстановительный потенциал.

Если минерализация пластовой воды больше минерализации промывочной жидкости, коллекторы по кривым ПС выделяются отрицательной аномалией; увеличение в составе пород примесей глин вызывает уменьшение амплитуды отрицательных аномалий. Уплотнённые породы на кривых ПС выражаются так же, как и чистые глины. В практике каротажа кривые ПС используются для расчленения и корреляции геологического разреза, выделения пористых и проницаемых интервалов, оценки глинистости пластов и минерализации пластовых вод.

Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) предусматривает измерение потенциала или градиента потенциала естественного электрического поля, вызванного самопроизвольной поляризацией горных пород, относительно потенциала на дневной поверхности.

При записи кривой ПС возможны искажения из-за влияния блуждающих токов и неустойчивости поляризации электродов, которые обнаруживают по изменениям показаний при неподвижном зонде, по волнистой форме кривой и наличию на ней не согласующихся с разрезом значений. Для устранения этих искажений необходимо:

- изменить положение электрода  $N$  в ёмкости с промывочной жидкостью или использовать в качестве заземления обсадную колонну;
- выбрать время измерений, когда помехи от блуждающих токов минимальны;
- приостановить работу промышленных установок.

Искажения кривой ПС, вызванных сползанием линии глин, поляризацией электродов, намагниченностью лебёдки, гальванокоррозией, блуждающими токами, не должны превышать  $\pm 20\%$  от максимально возможной амплитуды ПС для пород изучаемого интервала.

Значение масштаба регистрации кривой ПС должно быть равно 12,5 мВ/см. Для данного масштаба сползание линии глин не должно превышать 1 см на 1000 м записи.

### **Гамма-каротаж (ГК)**

Гамма-каротаж (ГК) как метод измерения естественной радиоактивности горных пород в скважинах относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах стандартного каротажа (масштаб глубин 1 : 500) и в интервалах детальных исследований (в масштабе глубин 1 : 200) совместно с комплексом БКЗ. ГК выполняется перед спуском каждой технической или эксплуатационной колонны, по всему разрезу скважины, включая кондуктор.

Измерение интенсивности естественного гамма-излучения пород вдоль ствола скважины – ГК.

Гамма-излучение представляет собой высокочастотное электромагнитное излучение, возникающее в результате ядерных процессов, и рассматривается как поток дискретных частиц гамма-квантов.

Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют индикатором гамма-излучения (сцинтилляционный счётчик).

Радиоактивное излучение есть результат самопроизвольного и беспорядочного распада атомных ядер химических элементов. Следовательно, интенсивность излучения определяется как статическая закономерность, обусловленная наличием многочисленных однородных явлений. Интенсивность излучения при неизменных условиях претерпевает непрерывное изменение, колеблясь около некоторой средней величины. Это явление называется статической флуктуацией, благодаря которой кривая радио-

активного каротажа имеет отклонения, не связанные с изменением физических свойств пластов (погрешности измерений). Погрешность тем больше, чем меньше импульсов, испускаемых в единицу времени (скорость счёта). Уменьшить погрешность от флуктуаций можно путём осреднения наблюдений за некоторый интервал времени (выбор значений постоянной времени производится при помощи входящей в измерительную схему интегрирующей ячейки, включающей конденсатор и сопротивление).

Аппаратуру для регистрации кривой ГК эталонируют с таким расчётом, чтобы амплитуда её отклонений при переходе от малорадиоактивных пластов к более радиоактивным была 6 см.

### **Интерпретация ГК**

Радиоактивность пород связана с присутствием в них тория, урана, K40.

В общем случае интенсивность гамма-излучения приблизительно пропорциональна гамма-активности пород. Однако при одинаковой гамма-активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими гамма-лучей. Изменение плотности обычно обусловлено изменениями пористости и литологии и реже присутствием элементов с большой атомной массой, которые могут повлиять на характер поглощения.

По величине естественной радиоактивности осадочные породы делятся на три группы:

- 1) породы высокой радиоактивности (битуминозные глины, аргиллиты, глинистые сланцы);
- 2) породы средней радиоактивности (глины, глинистые песчаники, мергели, глинистые известняки, глинистые доломиты);
- 3) породы низкой радиоактивности (ангидриты, гипсы, пески, песчаники, известняки, доломиты, угли).

С увеличением в породе глинистых частиц увеличивается её радиоактивность. Повышенная радиоактивность глин объясняется большой удельной поверхностью и способностью к адсорбции радиоактивных элементов, длительностью накопления пелитового материала. Обеспечивающего повышения содержания урана, тория в осадке, повышенным содержанием калия благодаря селективной сорбции ионов калия в процессе накопления глин и органических остатков (повышенное содержание радия в органических остатках).

С использованием ГК решают технологическую задачу – увязку по глубине данных всех видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

Обязательна повторная запись в интервале 50 м. Расхождения между основными и повторными измерениями не должны превышать  $\pm 6\%$  для общих исследований.

Характерным репером, т.е. участком каротажных кривых характерной формы, сохраняющемся в большинстве скважин, является баженовская свита (показания ГК до 50–70 мкР/ч).

Песчаники менее радиоактивны, чем глины, поэтому пласты-коллекторы отмечаются понижением кривой ГК.

### **Боковой каротаж (БК)**

Масштаб глубин 1 : 200. Единица измерения Ом · метр (Ом · м).

Боковой каротаж (БК) – электрическое исследование фокусированными зондами с фокусировкой тока в радиальном направлении с помощью экранных электродов.

Измеряемая величина – кажущееся удельное электрическое сопротивление ( $\rho_k$ ).

Боковой каротаж относится к основным исследованиям, проводится во всех поисковых и разведочных скважинах, в открытом стволе, в интервалах детальных исследований, совместно с комплексом БКЗ.

Радиус исследований (равный в среднем 1,0–2,0 м) уменьшается при повышающем и возрастает при понижающем проникновении фильтра бурового раствора.

Диаграммы БК в комплексе электрических методов (БКЗ, ИК, БМК) позволяют увеличить число пластов с количественными определениями УЭС, в том числе в зонах частых чередований, высоких сопротивлений, контрастных изменений УЭС.

БК необходим при решении следующих геологических задач:

- детальное расчленение разреза по УЭС пород с выделением плотных прослоев и глин;
- выделение поровых коллекторов, определение с высокой детальностью их эффективных мощностей и строения по однородности;
- определение характера насыщения поровых коллекторов;
- установление контактов пластовых флюидов в однородных коллекторах;
- определение пористости по  $\rho_{зп}$ .

Для повышения эффективности применения БК предпочтительнее аппаратура с линейным диапазоном регистрации кривых и в этом случае масштаб регистрации должен быть  $2,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}/\text{см}$  с соотношением последующих каналов как  $1 : 5 : 25 : 125$ .

Качество БК проверяется на плотных однородных пластах (аргиллиты). БК сравнивается по уровню сопротивлений с МБК.

Относительные расхождения между основным и повторным измерением, в интервалах с номинальным диаметром скважины, должны находиться в пределе  $\pm 20 \%$ .

### **Боковое каротажное зондирование**

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – электрический каротаж с использованием нескольких однотипных нефокусированных зондов различной длины, обеспечивающих радиальное электрическое зондирование пород. Измеряемая величина – кажущееся удельное электрическое сопротивление ( $\rho_K$ ).

Единица измерения  $\text{Ом} \cdot \text{метр}$  ( $\text{Ом} \cdot \text{м}$ ).

Комплекс БКЗ позволяет решать следующие геофизические задачи:

- определение УЭС пластов ( $\rho_n$ ) в диапазоне от единиц  $\text{Ом} \cdot \text{м}$  до  $5000\text{--}6000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  с погрешностью до  $20\text{--}30 \%$ . В диапазоне низких (менее  $5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ) и очень высоких УЭС (более  $1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ) погрешность может достигать  $100 \%$  и более, что требует привлечения ИК (для пластов ниже  $5 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ ) и БК (для пластов с высокими УЭС). В сочетании с ИК и БК комплекс БКЗ обеспечивает определение УЭС практически по всему диапазону значений УЭС в разрезах Западной Сибири;
- определение глубины зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в однородные пласты-коллекторы с мощностью более 5 метров (до 32 диаметров скважины);
- определение УЭС зоны проникновения ( $\rho_{зп}$ ) фильтрата промывочной жидкости;
- определение УЭС промывочной жидкости ( $\rho_p$ ).

К комплексу БКЗ рекомендуется добавлять измерение температуры электротермометром в условиях неустоявшегося (текущего) температурного состояния ствола скважины, существующего при проведении БКЗ, что позволяет корректировать удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости и даёт дополнительную информацию при интерпретации материалов электрического каротажа.

При геофизических работах БКЗ выполняют в первую очередь, чтобы исключить влияние эффектов, связанных с образованием глубоких зон проникновения.

Зонды сравнивают по уровням. Самый низкий уровень у А8М1.0N наиболее высокий уровень у А0.4М0.1N.

Возрастание уровня кажущегося сопротивления (КС) обратно пропорционально длине зонда (однородный плотный пласт большой мощности, пресный раствор).

После регистрации основной записи необходимо сделать повторную запись  $50 \text{ м}$  и запись в стальной колонне. Относительные расхождения между основным и повторным измерением, в интервалах с номинальным диаметром скважины, должны находиться в пределе  $\pm 20 \%$ .

Измерения зондами БКЗ должны быть повторены, если на кривых наблюдаются следующие искажения:

- отсутствует повторяемость основной и повторной записи;
- незакономерные колебания и скачки измерительных сигналов при движении кабеля и его остановки, иззубренность кривых длинных зондов, заходы кривых за нуль;

- показания зондов на контрольной записи в металлической колонне значительно отличается от нуля;
- значение  $\rho_k$  против опорных пластов заметно отличаются от значений в соседних скважинах.

### **Индукционный каротаж (ИК)**

Изучается удельная электропроводность горных пород посредством индукционных токов. В отличие от других электрических методов каротажа, при ИК не требуется непосредственного контакта измерительной установки с промывочной жидкостью. Это даёт возможность применять ИК в тех случаях, когда используется промывочная жидкость, приготовленная на нефтяной основе.

Хорошие результаты получают при исследовании ИК пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт.

По диаграммам ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

Кривая кажущейся удельной проводимости при ИК регистрируется в линейном масштабе. Она соответствует перевернутой кривой кажущегося сопротивления в, практически, гиперболическом масштабе. В связи с этим в области низкого удельного сопротивления кривая оказывается растянутой, а в области высоких сопротивлений – сжатой, по сравнению с кривыми сопротивлений, записанными в обычном масштабе. Благодаря этому усиливается дифференциация кривой ИК против пород, имеющих низкое  $\rho_n$ , и происходит сглаживание её против пород с высоким удельным сопротивлением. На кривой ИК более наглядно, чем на кривых сопротивлений, выделяется область переходной зоны.

Индукционный каротаж осуществляется приборами АИК, ИК, ПИК в интервале проведения БКЗ.

По одной кривой ИК удельное сопротивление пласта можно определить только при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт или при неглубоком его проникновении. Поэтому индукционный каротаж применяют в комплексе с другими методами сопротивлений. При комплексных измерениях (БКЗ, БК, ИК) возможно более надёжное выделение в разрезе пластов-коллекторов и определение их удельного сопротивления  $\rho_n$ ; зоны проникновения  $\rho_{зп}$  и диаметра проникновения  $D_{зп}$ .

Индукционный каротаж (ИК) основан на измерении кажущейся удельной электрической проводимости  $\sigma_k$  пород в переменном электромагнитном поле в частотном диапазоне от десятков до сотен килогерц.

Единица измерения – Сименс на метр (См/м), дробная – миллиСименс на метр (мСм/м).

### **Нейтронный каротаж (НК)**

Нейтронный каротаж (НК) основан на облучении скважины и пород нейтронами от стационарного ампульного источника и измерении плотностей потоков надтепловых и тепловых нейтронов и (или) гамма-квантов, образующихся в результате ядерных реакций рассеяния и захвата нейтронов. Измеряемая величина – скорость счёта в импульсах в минуту (имп/мин.); расчётная величина – водородосодержание пород в стандартных условиях в процентах.

В зависимости от регистрируемого излучения различают:

- нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам – ННК-НТ;
- нейтронный каротаж по тепловым нейтронам – ННК-Т;
- нейтронный гамма-каротаж – НГК.

Первые два вида исследований выполняют, как правило, с помощью компенсированных измерительных зондов, содержащих два детектора нейтронов; НГК – однозондовыми приборами, содержащими источник нейтронов и один детектор гамма-излучения.

Нейтронный каротаж применяют в необсаженных и обсаженных скважинах с целью литологического расчленения разрезов, определения ёмкостных параметров пород



(объёмов минеральных компонент скелета и порового пространства), выделения газожидкостного и водонефтяного контактов, определения коэффициентов газонасыщенности в прискважинной части коллектора.

Областями эффективного применения НК при определении пористости и литологическом расчленении разреза являются:

- для ННК-НТ – породы с любым водородосодержанием, любыми минерализациями пластовых вод  $C_{пл}$  и промывочной жидкости  $C_{пж}$  (в том числе с любой контрастностью  $C_{пл}$  и  $C_{пж}$  в зоне исследования метода), при невысокой кавернозности ствола скважины;

- для ННК-Т – породы с любым водородосодержанием, не высокими  $C_{пл}$  и  $C_{пж}$  (меньше 50–70 г/л NaCl) и слабой контрастностью  $C_{пл}$  и  $C_{пж}$ ;

- для НГК – породы с низким (меньше 8–12 %) водородосодержанием и любыми  $C_{пл}$  и  $C_{пж}$ , а также породы со средним (8–20 %) водородосодержанием, если  $C_{пл}$  и  $C_{пж}$  не превышают 100 г/л.

Областями эффективного применения НК при выделении газоносных пластов, газожидкостного контакта, определении коэффициента газонасыщенности являются:

- для ННК-НТ – породы с любым водородосодержанием при диаметре скважины, не превышающем 200 мм;

- для ННК-Т – породы с водородосодержанием более 10 % при диаметре скважины, не превышающем 250 мм;

- для НГК – породы с водородосодержанием менее 20 %.

Кавернометрия – изучение геометрии ствола скважины.

Измеряемая величина – диаметр скважины (мм).

Георгиевская свита всегда отображается каверной.

На проницаемых пластах значения меньше номинального (образуется глинистая корочка). На углях всегда образуются каверны.

Интервал контрольной записи должен включать участок протяжённостью не менее 50 м перед входом в обсадную колонну и не менее 20 м в колонне. На разведочных скважинах обязательна запись кавернограммы до стола ротора.

Расхождения измеренных и проектных диаметров колонны и скважины в интервалах с номинальным диаметром ствола не должны превышать  $\pm 3$  мм.

Данные о фактическом диаметре скважины необходимы для решения следующих задач:

- оценки прихватоопасности желобов, сальников, глинистых и шламовых корок, интервалов выкрашивания или вывала пород;

- учёта геометрии ствола при аварийных работах, связанных с извлечением из открытого ствола посторонних предметов;

- выбора интервалов установки пакеров, башмаков колонны и т.п.;

- уточнения геологического разреза – выделения коллекторов по проявлению глинистых корок;

- учёта диаметра ствола при интерпретации данных БКЗ, БК, ГК и других методов.

### **Акустический каротаж**

Акустический каротаж на преломленных волнах предназначен для измерения интервальных времен, амплитуд и коэффициентов эффективного затухания преломленных продольной, поперечной, Лэмба, Стоунли упругих волн, распространяющихся в горных породах, обсадной колонне и по границе жидкости, заполняющей скважину, с горными породами или обсадной колонной.

При регистрации волновых картин и фазо-корреляционных диаграмм (ФКД) коэффициент усиления электронной схемы скважинного прибора выбирают таким образом, чтобы в диапазоне оцифровки акустических сигналов сохранялся минимальный уровень шумов, вызванных движением прибора, а сигналы регистрируемых волн не ограничивались.

При записи АК в открытом стволе прибор настраивается на плотных пластах, а при регистрации АКЦ – в «свободной» колонне.

Для оценки работоспособности прибора необходимо проанализировать значение интервального времени продольной волны в незацементированной обсадной колонне, которое должно находиться в пределах 185–187 мкс/м и затухание в пределах 1–5 дБ/м.

### Методика и техника проведения геофизических работ

Предприятие ООО «Томск газпром геофизика» выполняет следующие виды работ: промыслово-геофизические исследования в бурящихся скважинах (в открытом стволе) и контроль за разработкой месторождений (в закрытом стволе).

Методика проведения геофизических исследований будет определяться продолжительностью бурения скважин, очередностью и интервалами вскрытия продуктивных пластов. В среднем бурение скважины на площади работ длится не более 1–3 месяцев. Номинальный диаметр скважин в интервалах продуктивных пластов нижнего мела и юры равен 190 мм. Удельное сопротивление промывочной жидкости определяется в скважине резистивиметром и по устьевой пробе. Температура против исследуемых пластов определяется по термограммам и по замерам в процессе испытания объектов.

В комплекс проектируемых исследований будет входить стандартный электрический каротаж кажущихся сопротивлений (КС), выполняемый двумя градиент-зондами: последовательным А2.0М0.5N и обращенным N0.5M2.0A, и обращенным потенциал-зондом N6.0M0.5A, размеры которых установлены в соответствии с геолого-геофизическими параметрами разреза, каротаж самопроизвольной поляризации (ПС), боковой каротаж (БК), микробоковой каротаж (МБК), кавернометрия (Кав), профилометрия (Пр), индукционный каротаж (ИК), нейтрон-нейтронный каротаж (НКТ), гамма-каротаж (ГК), акустический каротаж (АК).

Геофизические исследования проектируются выполнять серийной скважинной и наземной аппаратурой. Типы и размеры зондов соответствуют марке серийной аппаратуры. Применяемые масштабы и скорости регистрации кривых соответствуют требованиям технических руководств и инструкций. Анализ интерпретации показывает, что качество материалов ГИС, в основном хорошее, реже – удовлетворительное.

Регистрация диаграмм будет производиться с помощью цифровой каротажной станции «Кедр». Отличительной особенностью данной станции является простота в обращении и неприхотливость. Запись информации производится на жёсткий диск.

Запись стандартного каротажа производится со скоростью 2000–2500 м/час. Основной масштаб записи: КС – 2,5 Ом · м/см, ПС – 12,5 мВ/см. Боковое каротажное зондирование планируется проводить подошвенными градиент-зондами с размерами АО = 0,45; 1,05; 2,25; 4,25; 8,5 м и кровельным градиент-зондом с АО = 2,25 м. Скорость регистрации – 2500 м/час.

Микрозондирование микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05M со скоростью регистрации 800–900 м/час.

Запись МБК и микрокавернометрии будет производиться со скоростью 800–1500 м/час.

По аналогии прошлых лет боковой каротаж будет писаться со скоростью 2000–2500 м/час.

Запись индукционного каротажа будет проведена зондом 6Ф1, скорость записи 2000–2500 м/час.

Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) в открытом стволе. В качестве индикаторов применим кристаллы NaJ (Т1), размер кристаллов 30х70, 40х80, 40х40; ЛДНМ, основной размер 30х60; и СНМ-18.

Источники нейтронов – полониево-бериллиевые, мощностью от 4 до  $13,5 \cdot 10^6$  н/сек. Запись кривых ГК будет проведена эталонированными каналами. Скорость регистрации диаграмм РК составляла 200–500 м/час, в некоторых скважинах 600–1000 м/час. Качество диаграмм, в основном, хорошее.

### Состав отряда

Основной производственной единицей для проведения промыслово-геофизических работ в скважине будет являться партия. Состав геофизических партий определяется объёмом работ и будет зависеть от применяемых методов, условий проведения работ, категории местности.

Геофизическая партия представляет собой комплексную бригаду инженерно-технических работников и рабочих. Партия будет состоять из 4 человек: начальник партии, инженер-геофизик, каротажник 4 разряда, машинист 5 разряда.

### **Методика съёмки**

Спуск прибора в скважину. Во время спуска прибора (или целой «спайки» приборов) оператор вводит калибровочные коэффициенты.

Прибор опускается на забой скважины и машинист опускает ещё 2–3 метра в запас. Это необходимо для того, чтобы в момент подъема прибора оператор успел откалибровать прибор.

Магнитные метки, расположенные на кабеле через определённые промежутки, служат для привязки по глубине.

Затем при записи через каждые 200–300 метров производят контроль «нуля». При переходе с масштаба на масштаб или при остановке прибора, необходимо сделать перекрытие замеров 50 метров.

Особое внимание оператору и машинисту следует обращать:

- скорость записи;
- момент входа прибора в кондуктор;
- на датчик индикатора меток (расположенного на панели машиниста, самой станции и на дисплее);
- на показания сельсин датчика (контролировать показания 0 на выходе прибора и делать соответствующие поправки).

### **Метрологическое обеспечение работ**

Что касается метрологического обеспечения работ, то можно сказать следующее. В геофизической организации существуют так называемые геофизические мастерские лаборатории (ГМЛ).

К проведению скважинных исследований допускают только каротажные станции и скважинные приборы, прошедшие калибровку в метрологической службе геофизического предприятия, аккредитованной на право проведения калибровочных работ. При отсутствии на предприятии аккредитованной метрологической службы калибровку технических средств должна выполнять метрологическая служба другого юридического лица, аккредитованная на право проведения калибровочных работ с техническими средствами ГИС, например, базовая организация метрологической службы, метрологический центр, НИИ, КБ и т.п. Калибровку выполняют с использованием образцовых технических средств, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование (раздел «Методика калибровки»), в соответствии с требованиями действующих стандартов на данный тип приборов или оборудования.

Первичную калибровку выполняет изготовитель (поставщик) скважинных приборов и/или наземного оборудования. Результаты первичной калибровки являются составной частью эксплуатационной документации поставляемых технических средств.

Периодическая калибровка приборов в стационарных условиях (на базах геофизических предприятий) должна проводиться с периодичностью, указанной в эксплуатационной документации, но не реже одного раза в квартал, при вводе в эксплуатацию и после каждого ремонта. Результаты периодической калибровки хранятся в банке данных метрологической службы предприятия и переносятся в базу данных каротажной лаборатории, предназначенной для проведения исследований этими приборами. Они используются для придания цифровым показаниям скважинных приборов масштабов в физических единицах и для контроля совместно с результатами полевых калибровок достоверности измеренных цифровых данных.

Периодические калибровки выполняют с использованием калибровочных установок, указанных в эксплуатационной документации на приборы и оборудование. Измерения при калибровках необходимо проводить с использованием наземного оборудования (геофизический кабель, регистратор и др.), соответствующего по своим характеристикам тому, которое будет применяться при проведении скважинных исследований.

Калибровки скважинных приборов в полевых условиях выполняют перед каждым спуском и после каждого подъёма приборов из скважины, если это предусмотрено эксплуатационной документацией на отдельные приборы. В других случаях при работе с цифровыми приборами используют файлы периодических калибровок.

### Модель пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольско-Талового месторождения по данным фазовых проницаемостей и электрического параметра насыщения

По данным о капиллярном давлении рассчитывают распределение размеров поровых каналов по пласту-коллектору.

Вариации капиллярных свойств пород определяются структурой их пустотного пространства: размерами, геометрией пор и трещин, степенью гетерогенности пустот и межпоровых сужений, а, следовательно, их коллекторскими свойствами. В то же время капиллярные давления определяют превышение коллектора над уровнем подошвенных вод. На рисунке 2 приведена схема, показывающая, как удерживается вода сферическими зёрнами. На одном и том же гипсометрическом уровне соотношение подвижной нефти и воды меняется в зависимости от коллекторских свойств пород. По высоте залежи над уровнем зеркала подошвенных вод, где  $P_k = 0$ , снизу вверх выделяется три уровня различной подвижности воды и УВ (рис. 3).

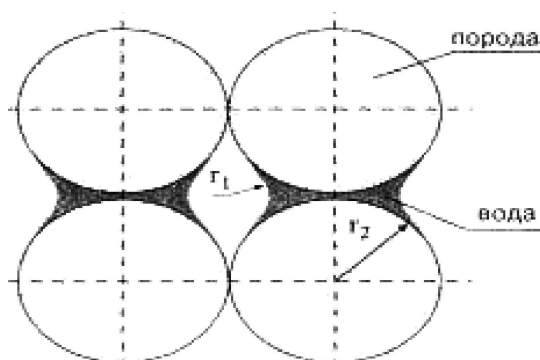


Рисунок 2 – Схема, показывающая как удерживается вода сферическими зёрнами

1. Зона остаточной нефтенасыщенности, где нефть находится в неподвижном пленочном и капельно-диспергированном состоянии (подвешенном, разобщенном, по терминологии разных авторов).



Рисунок 3 – Зоны нефтеводонасыщенности в однородном пласте большой мощности по В.К. Федорцову (1990)

Эта нефть не извлекаемая, и при вскрытии пласта в этой зоне всегда будет получен приток воды с возможной пленкой нефти. По простиранию пласта кровля зоны – наклонная или криволинейная граница, определяемая структурой порового пространства коллекторов, их способностью сорбировать пленочную нефть, а для гидрофильных пород, как главное, задерживать её в поровом пространстве в капельном состоянии. Кровле зоны соответствует давление вытеснения  $P_{выт}$ .

2. Зона подвижных воды и нефти с возрастающей нефтенасыщенностью и подвижностью нефти по высоте. При вскрытии пласта будет получен приток воды и нефти в пропорциях, обусловленных многими факторами. Для нижних частей зоны при снижении пластового давления идёт быстрый подток подошвенных вод. Кровля зоны соответствует нулевой фазовой проницаемости по воде и некоторой остаточной водонасыщенности  $K_{во}$ . В верхней части этой зоны несколько ниже отметки с  $K_{во}$  проводится условный ВНК, соответствующий критической водонасыщенности и началу обводнения притока. Условным его называют в отличие от абсолютного, где  $K_g = 100\%$ , а также потому, что уровень обводнения продукта можно задать (обусловить).

3. Выше по пласту залегает зона остаточной водонасыщенности, где вода присутствует в виде тонких сорбированных поверхностью плёнок, а в нижней части содержится также в поровых каналах, в которых капиллярные силы значительно превосходят гравитационные. Внутри зоны остаточной водонасыщенности вверх по пласту происходит уменьшение капиллярно удержанной воды, поскольку гравитационные силы продолжают расти и нефть заполняет каналы все меньшего радиуса. У хороших коллекторов с небольшим количеством связанной воды в верхних частях залежи возможна гидрофобизация поверхности пор и последующее уменьшение связанной и капиллярной воды по этой причине.

Таким образом, на какой-то высоте водосодержание принимает минимальное значение, и свойства пласта стабилизируются. Поэтому верхнюю часть зоны остаточной воды часто называют зоной стабилизации. Зоне стабилизации соответствует неизменное минимальное количество остаточной пластовой воды  $K_{во}^{min}$ . Отметим, что, если нефтяной пласт имеет небольшую мощность, зона стабилизации и предельного нефтенасыщения может отсутствовать или перемещаться в газонасыщенную часть залежи.

В случае литологически неоднородных продуктивных пластов, представленных чередованием слоёв, нарастающая нефтенасыщенность вверх по пласту необязательна. Она может уменьшаться и снова возрастать скачком соответственно структуре порового пространства и поверхностным свойствам пород. На контактах слоёв капиллярные силы не испытывают скачка, скачком меняется их водонасыщенность. В пласте большой мощности можно наблюдать полную смену зон нефтенасыщенности (рис. 3). При сокращении толщины пласта наблюдаются только некоторые из возможных зон нефтенасыщенности согласно гипсометрическому уровню залегания пласта над абсолютным ВНК.

Названные выше зоны водо- и нефтенасыщенности являются также зонами различных фазовых проницаемостей по воде и нефти, и, таким образом, определить границы зон можно по кривым фазовых проницаемостей.

### **Относительные фазовые проницаемости и развитие обводнения притока**

Известны два представления о механизме совместного течения пластовых флюидов в пористой среде. Согласно первому, при течении двух несмешивающихся фаз часть наиболее тонких поровых каналов и углы крупных пор заняты смачивающей пластовой водой, а по остальным каналам может происходить независимое струйное движение несмачивающего и смачивающего флюидов. Количестводвигающихся флюидов в каждый момент определяется величиной водонефтенасыщенности и проницаемостью среды для этих флюидов. С ростом насыщенности породы одной фазой увеличивается доля каналов, обеспечивающих движение этой фазы, и уменьшается доля каналов для другой.

При наличии в порах коллектора трёх фаз (газа, нефти и воды) принцип их распределения сходен с двухфазной системой. Вода полностью занимает поры наименьшего размера, углы пор и в виде тонкой прерывистой пленки смачивает остальные по-

ры. Нефть занимает более крупные поры, а газ – центральные участки наиболее крупных, занятых нефтью, и с водой практически не контактирует. Описанное выше представление о течении несмешивающихся флюидов позволяет использовать информацию о распределении пор по размерам для оценки динамики фазовых проницаемостей.

Существует три способа изучения гидродинамических характеристик коллекторов. Первый, наиболее приоритетный и дорогой – специальные исследования в скважинах. Он даёт интегральные характеристики пласта или его части и зависит от условий их вскрытия. Второй способ – физическое моделирование фазового течения пластовых флюидов в лаборатории на образцах пород. Его главный недостаток в том, что коллекторы с очень высокой проницаемостью (более 500 мДарси) и низкой (менее 2–3 мДарси) практически не исследуются в силу технических особенностей способа. Есть также определённые трудности с подготовкой образцов и подбором моделей пластовых флюидов. Третий способ – математическое моделирование, расчёты фазового течения флюидов по данным о капиллярных давлениях в поровом пространстве коллекторов.

Рассмотрим подробнее случай двухфазного течения смачивающей и несмачивающей фаз в гидрофильном коллекторе, например, для воды и нефти. Леверетт различает три типа состояния насыщения флюидами в диапазоне 0–100 % заполнения порового объема водой, зависящее от смачивания поверхности порового пространства (рис. 4). В случае гидрофильной породы, начиная с очень малого процента насыщения, вода образует на поверхности подвешенные прерывные плёнки на зёрнах и кольца на стыках зёрен, при этом в самых тонких каналах и малых порах плёнки могут занимать весь их объём. Эта вода неподвижна.

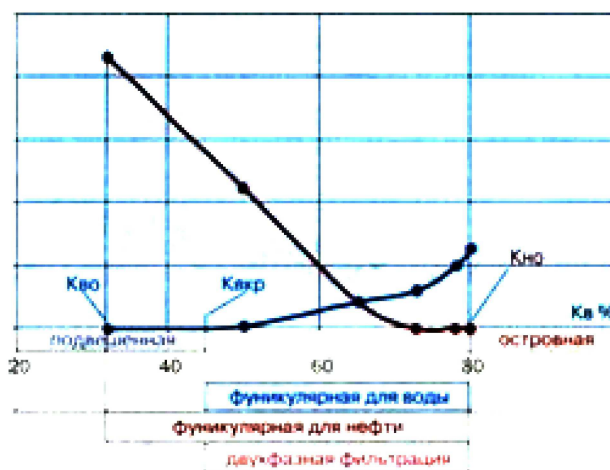


Рисунок 4 – Экспериментальные кривые фазовой проницаемости для коллектора из пласта БУ8 Уренгойской площади:

$$K_n = 0,172; K_{пр(э)} = 78 \text{ мДарси}; K_{пр(с)} = 43 \text{ мДарси}; K_{во} = 0,32; K_{в(кр)} = 0,42; K_{но} = 0,22$$

Давление по флюиду не может быть передано по этой разобшённой влаге. По мере увеличения насыщенности смачивающей фазой размеры подвешенных колец и толщина прерывистых плёнок увеличиваются, и образуется непрерывная пространственная сетка. Водонасыщенность, при которой происходит этот переход, называют равновесной, а чаще критической, а состояние насыщенности ниже критической – подвешенным. При значениях водонасыщенности выше критической для смачивающей фазы открывается непрерывный извилистый путь её движения, если существует перепад давления по флюиду. Такое состояние насыщенности называют фуникулярным (от слова фуникулёр). Значение критической водонасыщенности  $K_{в(кр)}$  можно оценить только в процессе изучения фазового течения. С критической водонасыщенности начинается обводнение потока при совместном движении воды и УВ по поровому пространству.

Несмачивающая фаза будет занимать центральное положение в порах и в отсутствие её движения называется островной. Движение невозможно для капельно-разобшённой нефти, не образующей фильтрующего кластера поровых каналов. Мини-

мальное количество нефти, не участвующей в движении, обычно определяют в процессе фильтрации, в результате длительной отмывки нефтенасыщенного образца водой в условиях, моделирующих пластовые, по методу вытеснения.

Относительные проницаемости зависят от направления, в котором изменяется насыщенность несмачивающей фазой. Если в пласт нагнетается несмачивающая фаза (нефть, газ), такое направление называют дренированием. При этом нефть избирательно вытесняет воду из более крупных капилляров в узкие. В итоге при перепаде пластового давления образуется два отдельных потока: по системе более крупных пор фильтруется несмачивающая фаза, а по системе более мелких – смачивающая. Считают, что процесс взаимодействия фаз при дренировании минимален.

В противоположность выше названному существует процесс, когда вода первоначально находится в виде остаточной, а нефть занимает остальную часть пространства, т.е. порода гидрофильна или имеет смешанный тип смачиваемости, а вытесняющая фаза – смачивающая. В этом случае капиллярные силы действуют так, что каждый капилляр стремится впитать воду и вытеснить из него часть нефти, поэтому процесс вытеснения нефти водой называется впитыванием. Первоначально нефтенасыщенность снижается вместе с изменением кривизны границы раздела «нефть – вода» в сплошной нефтяной фазе. Благодаря большой поверхности раздела обе фазы сильно влияют друг на друга и на скорость процесса вытеснения нефти водой.

Из сказанного вытекает, что кривые фазовых проницаемостей по механизму впитывания и дренирования разнятся в зависимости от смачивания породы флюидами и от распределения пор по размерам. Отметим также, что в случае впитывания процесс вытеснения должен зависеть от начальной водонасыщенности значительно больше.

При теоретических расчётах используются кривые капиллярного давления, отрабатанные по механизму дренирования. Но главная особенность расчета в том, что формулы выведены для идеальных флюидов, не взаимодействующих с твёрдой фазой. Учёт различий их движения по поровому пространству осуществляется через объёмы, в которых оно происходит.

Когда в пористой среде одновременно движутся несколько флюидов (фаз), закон Дарси записывается через их фазовые проницаемости. Если пренебречь влиянием электрических и магнитных явлений и учесть только силу тяжести, то совместное линейное движение воды, нефти и газа в направлении и характеризует следующая система уравнений:

$$v_{H-u} = -\frac{k_{фн}}{\mu_H} \cdot \left( \frac{dp}{du} + g \cdot \rho_H \cdot \sin \alpha \right); \quad (1a)$$

$$v_{г-u} = -\frac{k_{фг}}{\mu_г} \cdot \left( \frac{dp}{du} \right); \quad (1б)$$

$$v_{в-u} = -\frac{k_{фв}}{\mu_в} \cdot \left( \frac{dp}{du} + g \cdot \rho_в \cdot \sin \alpha \right), \quad (1в)$$

где  $v_{i-u}$  – скорости фильтрации фаз в направлении  $u$ ;  $k_{фи}$  – их фазовые проницаемости;  $g$  – ускорение силы тяжести;  $\rho_i$  – плотности флюидов;  $\frac{dp}{du}$  – градиент пластового давления в направлении  $u$ ;  $\alpha$  – угол между направлением течения и горизонтальным направлением, определяемый падением пласта.

Для газовой фазы влиянием силы тяжести можно пренебречь. В водной фазе электрические заряды относительно быстро рассеиваются, в отличие от нефти, содержащей полярные компоненты (асфальт, парафин). Влиянием электрических сил на движение нефти также обычно пренебрегают, но они могут вызывать нежелательное осаждение парафина и таким образом влиять на процесс отбора нефти.

Для сравнения подвижности флюидов при их одновременной фильтрации через поровое пространство введён также коэффициент подвижности  $M$ , равный отношению подвижностей фаз. Например, для воды и нефти:

$$M = \frac{k_{фв} \cdot \mu_n}{k_{фн} \cdot \mu_e} \quad (2)$$

При разработке месторождений отношение добываемой из скважины нефти и воды оценивается по их текущим объемам  $q = V \cdot t$ , приведённым к наземным условиям. Это отношение называют *водонефтяным фактором* (ВНФ). Между водонефтяным фактором и коэффициентом подвижности существует простое соотношение:

$$ВНФ = \frac{q_e \cdot B_e}{q_n \cdot B_n} = \frac{v_e \cdot t}{v_n \cdot t} = \frac{\mu_e}{k_{фн}} \cdot \frac{B_e}{B_n} = M \cdot \frac{B_e}{B_n}, \quad (3)$$

где  $q_i$  – расход флюидов по закону Дарси;  $B_i$  – объёмные факторы флюидов.

Значение  $M > 1$  означает, что вода имеет преимущество в потоке, тогда как при  $M < 1$  нефть является доминирующей фазой, фронт заводнения устойчив и распространяется на большие расстояния. Когда  $M > 1$ , поток неустойчив, вода образует языки обводнения в направлении добывающих скважин. Чем больше  $M$ , тем вероятнее образование языков обводнения за счёт разности вязкостей фаз.

Количественно развитие обводнения потока в процессе разработки при фронтальном вытеснении нефти или газа пластовой водой описывает функция Леверетта – зависимость доли воды в потоке от водонасыщенности коллектора (пласта). Для изотропного пласта она равна:

$$f_e = \frac{q_e}{q_n + q_e} = \frac{q_e}{q_{ж}} = \frac{1 - \frac{k_{фн}}{M \cdot (v_e + v_n)} \cdot \left( \frac{dP_K}{du} + g \cdot (\rho_e - \rho_n) \cdot \sin \alpha \right)}{1 + \frac{k_{фн} \cdot \mu_e}{k_{фв} \cdot \mu_n}}, \quad (4)$$

где  $q_n$  и  $q_e$  – расход нефти и воды;  $q_{ж}$  – общий расход жидкости;  $\mu_n$  и  $\mu_e$  – вязкость нефти и воды;  $k_{фн} = f(k_n)$  и  $k_{фв} = f(k_e)$  – фазовые проницаемости по воде и нефти для текущих значений водонасыщенности коллектора;  $\sin \alpha$  – угол между направлением течения и горизонталью;  $\frac{dP_K}{du}$  – градиент капиллярного давления в направлении потока  $u$ ;  $\rho_e$  и  $\rho_n$  – плотность нефти и воды;  $g$  – ускорение силы тяжести.

Если принять, что капиллярное давление не имеет градиента, угол падения пласта мал, и с небольшой погрешностью для результата заменить фазовые проницаемости на относительные, расчёт функции Леверетта значительно упрощается:

$$f_e = \frac{q_e}{q_n + q_e} = \frac{q_e}{q_{ж}} = \frac{1}{1 + \frac{k_{пр(но)}}{k_{пр(во)}} \cdot \frac{\mu_e}{\mu_n}} = \frac{1}{1 + \frac{1}{M}} \quad (5)$$

Формулы (4) и (5) справедливы для описания движения двухфазного потока, например, когда пласт принадлежит переходной зоне (рис. 3), а также для процесса вытеснения нефти водой, поскольку перед фронтом вытеснения всегда образуется продвигающаяся зона смешанного потока.

Функция обводнения потока  $f_e$  содержит ценную информацию о процессе извлечения УВ при фронтальном водонапорном режиме вытеснения. С её помощью определяются:

- критическая водонасыщенность, соответствующая началу обводнения притока в скважину;
- остаточная нефтенасыщенность (или соответствующая ей водонасыщенность) в пласте после прорыва фронта вытеснения в скважину, на момент завершения наиболее выгодного режима эксплуатации;



- критическая водонасыщенность, при которой уже не формируется фронт вытеснения и добыча нефти идёт по сценарию отмывания нефти большим количеством воды, т.е. при экономически невыгодном режиме;
- коэффициенты вытеснения на разной стадии разработки;
- проводится деление пласта на зоны однофазного притока водой, двухфазного и однофазного нефтью (газом);
- значение скорости продвижения фронта.

### **Расчёт относительной фазовой проницаемости**

Кривая капиллярного давления используется для расчёта и построения графика зависимости фазовых проницаемостей по нефти и воде (а также обводнённости пластового флюида) от коэффициента водонасыщенности  $K_e$ . Определяются критические значения  $K_e^*$ ,  $K_{e(кр)}$ ,  $K_e^{**}$  соответственно для заданных уровней содержания воды в добываемом флюиде: 1 %, 50 %, 99 %. Эти критические значения  $K_e$  используются при оценке характера насыщения (нефть, переходная зона, вода) по данным ГИС.

К настоящему времени оценку всех видов проницаемости продуктивных отложений по скважинным данным производят с помощью эмпирических формул, имеющих чаще всего очень узкую область применимости.

Кривые зависимости фазовых проницаемостей от нефтегазонасыщенности коллекторов продуктивного пласта определяют состав притока в скважину и обводнение пласта в процессе эксплуатации. Они необходимы для расчетов гидродинамических моделей продуктивных пластов при составлении проектов разработки месторождений. При большой значимости фазовые проницаемости наиболее трудоемкие и сложные для экспериментального изучения характеристики. Поэтому существует постоянный интерес к способам расчётов фазовых проницаемостей с использованием параметров пород-коллекторов, сведения о которых могут быть легко и надёжно определены и разработаны в больших объёмах.

Первый и по настоящее время наиболее часто используемый способ расчёта относительных проницаемостей предложен Бурдаynom. Уравнения для расчёта относительных проницаемостей получено Бурдаynom на базе уравнения Пурцелла для абсолютной проницаемости коллектора в предположении, что порода-коллектор представляет собой систему капилляров разных диаметров. Чтобы учесть сложное переплетение капилляров в реальной среде для абсолютной проницаемости Пурцелл ввёл литологический фактор  $\lambda$ . Для хорошо проницаемых коллекторов  $\lambda = 0,216$ . По Пурцеллу абсолютная проницаемость равна:

$$k = \frac{(\sigma \cdot \cos \theta)^2 \cdot K_n}{2} \cdot \lambda \cdot \sum_{i=1}^n \frac{(\Delta K_H)_i}{P_K^2} \quad (6)$$

или в интегральной форме:

$$k = \frac{(\sigma \cdot \cos \theta)^2 \cdot K_n}{2} \cdot \lambda \cdot \int_0^1 \frac{dK_e}{P_K^2} \quad (7)$$

Следует отметить, что расчётное значение проницаемости в этом уравнении не зависит от свойств жидкости, т.е. верно только для газа с поправкой за эффект Клинкенберга.

После приведения всех входящих в формулу величин к единой системе измерения для капиллярных кривых в системе «вода – воздух» формулы (6) и (7) имеют следующий вид:

$$k = K_n \cdot 0,216 \cdot 270 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{(\Delta K_H)_i}{P_K^2}; \quad (8)$$

$$k = K_n \cdot 0,216 \cdot 270 \cdot \int_0^1 \frac{dK_e}{P_K^2} \quad (9)$$

Относительные фазовые проницаемости для смачивающей (воды) и не смачивающей (нефть, газ) фаз, построенные на базе уравнения Пурцелла, имеют следующий вид:

$$K_{пр}^в = \left( \frac{K_в - K_{в0}}{1 - K_{в0}} \right)^2 \cdot \frac{\int_0^{K_в} \frac{dK}{P_K^2}}{\int_0^1 \frac{dK}{P_K^2}}; \quad (10)$$

$$K_{пр}^{не} = \left( \frac{1 - K_в - K_{но}}{1 - K_{в0} - K_{но}} \right)^2 \cdot \frac{\int_0^{K_в} \frac{dK}{P_K^2}}{\int_0^1 \frac{dK}{P_K^2}}, \quad (11)$$

где  $k$  – абсолютная проницаемость;  $P_K$  – капиллярное давление;  $K_в$  – текущая водонасыщенность;  $K_{в0}$  – остаточная пластовая вода;  $K_{но}$  – остаточная нефтенасыщенность.

Обращает на себя внимание, что в формулах (10) и (11) пределы изменения  $K_в$  в дроби, стоящей перед отношением интегралов, и пределы у интегралов не согласованы. Если верхний предел, как было показано выше, равен  $(1 - K_{но})$ , то окажется, что относительная проницаемость по нефти будет существовать при  $K_в > (1 - K_{но})$ .

Чтобы выйти из этого противоречия, можно поступить двояко:

- 1) согласовать пределы изменения  $K_в$  для интегралов и скобок;
- 2) приравнять нулю все проницаемости по нефти для  $K_в$  больших  $(1 - K_{но})$ .

При этом результаты счёта будут различны.

Согласование пределов, на первый взгляд кажется более верным. Однако если вспомнить, что формулы Бурдайна – это продолжение уравнения Пурцелла, то имеет смысл проанализировать, какие значения абсолютных проницаемостей будут получены при согласовании пределов. Оказалось, что *при согласовании пределов получаем очень низкие значения эффективной проницаемости.*

Это вынуждает рассмотреть вариант расчёта относительных проницаемостей с разными пределами изменения  $K_в$  для скобок и интегралов. Для второго варианта намечается следующий порядок расчётов.

1. Вычисляем абсолютную проницаемость по Пурцеллу, определяем  $K_{но}$  и верхний предел интегрирования или суммирования.

2. На «водной» кривой капиллярного давления  $K_{в0}$  соответствует значениям выхода кривой на вертикаль, где  $K_в$  константа. Это  $K_{в0}$  используется для расчёта скобок и как нижний предел интегралов. Таким образом, по нижнему пределу изменения  $K_в$  скобки и интегралы согласованы.

3.  $K_{но}$ , рекомендованное по данным эксперимента, используем только при расчёте скобок, стоящих перед интегралами.

4. Приравниваем нулю все значения относительной проницаемости по нефти для  $K_в > (1 - K_{но})$ .

Первый вариант расчёта проще, нижний предел интегрирования –  $K_{в0}$ , а верхний  $(1 - K_{но})$ , т.е. согласуем оба предела.

Для расчёта используются вязкости флюидов в пластовых условиях по результатам исследования проб и расчётные относительные проницаемости для разных водонефтенасыщенностей коллектора:

- критическое значение водонасыщенности  $K_{в1}^{кр}$  по графику  $f_в(K_в)$  при значении  $f_в = 1\%$  и  $K_{кр2}$ , при котором не формируется фронт вытеснения;

• графически, по положению касательной к функции  $f_e$ , проведённой из точки  $K_{eo}$  – остаточную нефтенасыщенность и нефтеотдачу на момент прорыва вытесняющих вод.

Большая часть экспериментальных исследований по относительной фазовой проницаемости проводились по двухфазным системам.

Насыщенность  $k_e^*$  при которой начинается двигаться вода, называется *критической*. Насыщенность при  $k_e^{**}$ , при которой перестаёт двигаться вытесняемая фаза, называется *остаточной*.

Поскольку крутизна кривых капиллярного давления используется в численных методах, при критических насыщенностях должна быть конечна, для определения насыщенности, при которой вытесняемая фаза становится неподвижной, нельзя использовать определяется остаточной насыщенностью, при которой относительная проницаемость становится равно нулю.

В терминах обобщённого закона Дарси это означает, что фаза перестаёт двигаться вследствие нулевой подвижности, а не в результате того, что внешняя сила равна нулю. Отсюда следует, что нет необходимости различать критическую и остаточную насыщенности.

Понятие «водонефтяной контакт» (ВНК) терминологическое, поскольку чёткой границы, которая разделяет породы, содержащие 100 % воды, от пород, насыщенных УВ, не существует. Их разделяет сложная переходная зона (см. рис. 4). Мощность переходной зоны и её строение для каждого типа коллектора зависят от формы кривой капиллярного давления, и, прежде всего, от того, какой коллектор имеем – крупнопоровый хорошо проницаемый или мелкоструктурный малопроницаемый.

Для построения модели пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> скважины № 3002 Игольско-Талового месторождения по данным фазовых проницаемостей и электрического параметра насыщения были использованы значения, полученные путём лабораторных исследований, проводимых на керновом материале.

В продуктивном пласте капиллярные давления и сила тяжести уравниваются друг друга. Поэтому, имея капиллярную кривую, функцию обводнения ( $f_e$ ) и зная разницу плотности пластовой воды и нефти (газа), можно рассчитать «нефтяной столб» или мощности зон нефтенасыщенности коллекторов, слагающих продуктивный пласт. В результате на качественном уровне оценивается состав притока в зависимости от превышения слоя коллектора над абсолютным ВНК, ниже которого породы имеют водонасыщенность, равную 100 % и  $P_k = 0$ .

По исходным данным и представленным выше формулам была построена кривая капиллярного давления, которая использовалась для расчёта и построения графика зависимости фазовых проницаемостей по нефти и воде от коэффициента водонасыщенности, представленного на рисунке 5. После этого были определены критические значения  $K_e^*$ ,  $K_{e(kp)}$ ,  $K_e^{**}$  соответственно для заданных уровней содержания воды в добываемом флюиде: 1 %, 50 %, 99 %. Расчёты эффективных и относительных проницаемостей выполнены в программе Excel. Затем, по кривым относительных проницаемостей была определена функция обводнения притока (функция Леверетта) по формуле:

$$f_e = \frac{1}{1 + \frac{K_{прн} \cdot \mu_e}{K_{прв} \cdot \mu_n}}, \quad (12)$$

где  $\frac{K_{прн} \cdot \mu_e}{K_{прв} \cdot \mu_n}$  – отношение подвижности нефти к подвижности воды.

Значения данной функции графически представлены на рисунке 5б.

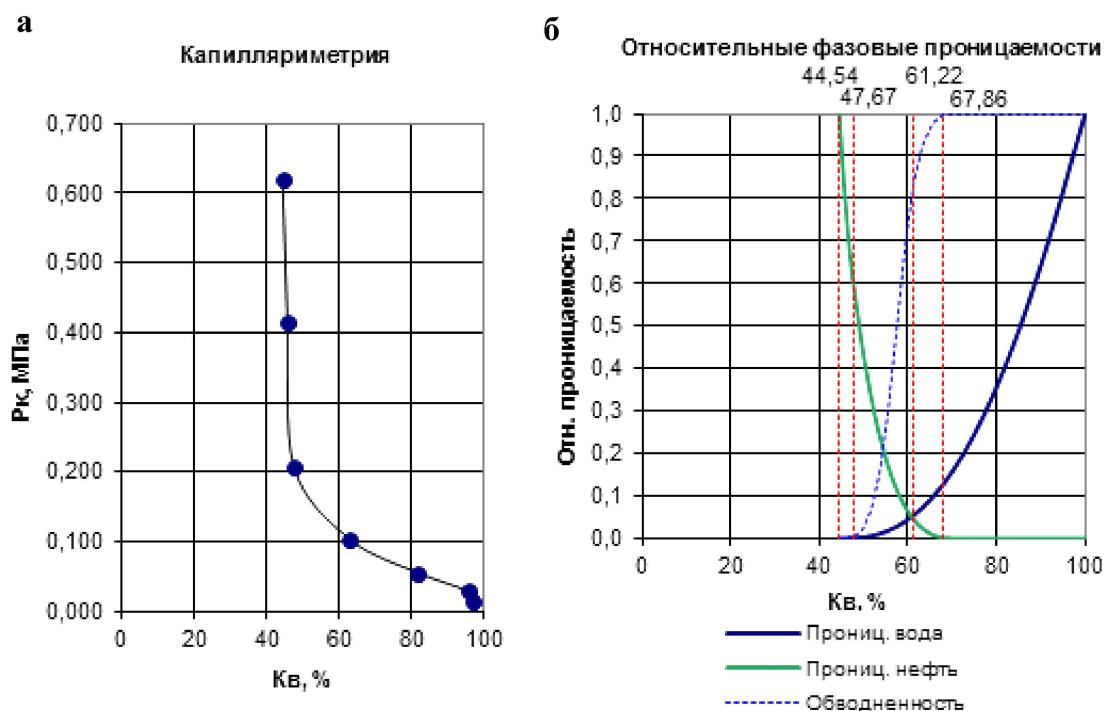


Рисунок 5 – Капиллярная кривая (а) и относительные фазовые проницаемости (б) коллектора Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольско-Талового месторождения

По представленному на рисунке 5а графику зависимости коэффициента водонасыщенности от давления вытеснения, видно, что между ними наблюдается обратная связь, т.е. при увеличении давления вытеснения коэффициент водонасыщенности уменьшается. По полученным значениям относительных фазовых проницаемостей (ОФП) (графически представленных на рисунке 5б) можно сделать вывод о том, что при увеличении содержания соответствующей фазы ОФП увеличивается, а также, что при совместной фильтрации воды и нефти, т.е. в переходной зоне, коллектор обладает наименьшей проницаемостью.

Для построения модели пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> Игольско-Талового месторождения необходимо рассчитать превышение границ «нефтяного столба» над абсолютным ВНК (формула 13), а также для каждого параметра водонасыщенности определить критические значения удельного электрического сопротивления, используя уравнение для параметра насыщения (формула 14):

$$h = \frac{10 \cdot K \cdot (P_k - P_{\text{выт}})}{\rho_v - \rho_n}, \quad (13)$$

где  $P_k$  – капиллярное давление, атм.;  $\rho_v$  и  $\rho_n$  – плотности воды и нефти, г/см<sup>3</sup>;  $K$  – коэффициент перевода капиллярных давлений, измеренных в лабораторных условиях ( $K = 0,34$ );  $P_{\text{выт}}$  – давление вытеснения, атм.

Давление вытеснения отсекает на кривой  $P_k$  объём разрозненных пустот, которые не образуют проводящего флюида кластера и не участвуют в балансе капиллярных сил с силой тяжести.

$$P_n = \frac{c_{кр}}{c_{вп}} \Rightarrow c_{кр} = P_n \cdot c_{вп}; \quad (14)$$

$$c_{вп} = P_n \cdot c_e = 1,968 \cdot k_n^{-1,397} \cdot c_e.$$

Полученные при расчёте значения водонефтенасыщенности занесены в таблицу 1.

Таблица 1 – Значения водонефтенасыщенности на границах «нефтяного столба» и их превышения над абсолютным ВНК для коллектора пласта Ю<sub>4</sub> скважины № 3002 Игольско-Талового месторождения

Параметр	Значение параметра	Превышение над абсолютным ВНК, м	Критическое сопротивление $P_{кр}$ , Ом · м	Пояснения к значению параметра
$k_{во}$	0,450	52	13,3	Определяет подошву зоны остаточной воды. Приток чистой нефти, малая вероятность обводнения (определяется по кривой $P_k$ )
$1 - k_{ню}$	0,680	10	6,2	Определяет кровлю зоны остаточной нефти, подошва которой абсолютная отметка ВНК (определяется по нулевой фазовой проницаемости по нефти)
$K_{вкр1}$	0,525	20,2	10	Соответствует однопроцентному обводнению притока ( $f_e = 0,01$ )
$K_{вкрП}$	0,615	13	7,4	Определяется графически по касательной к кривой $f_e$ или по концу основного фильтрующего кластера поровых каналов (завершение фронтального вытеснения нефти водой)
$k_e$ , где $k_{прв} = k_{прн}$	0,612	13,2	7,5	Водонасыщенность, для которой фазовые проницаемости по воде и нефти равны, ниже этой отметки; коллектор работает преимущественно водой

Таким образом, по значениям, полученным путём лабораторных исследований, проводимых на керновом материале, были рассчитаны значения фазовой проницаемости и электрического параметра насыщения, по данным которых были определены критические значения водонасыщенности, соответствующие началу фильтрации воды и окончанию фильтрации безводной нефти. Также было определено положение ВНК, необходимого для проведения правильной перфорации, для определения эффективных мощностей и подсчетов запасов месторождения. Для наглядного представления по значениям критической водонасыщенности была построена модель пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> скважины № 3002 Игольско-Талового месторождения (рис. 6).

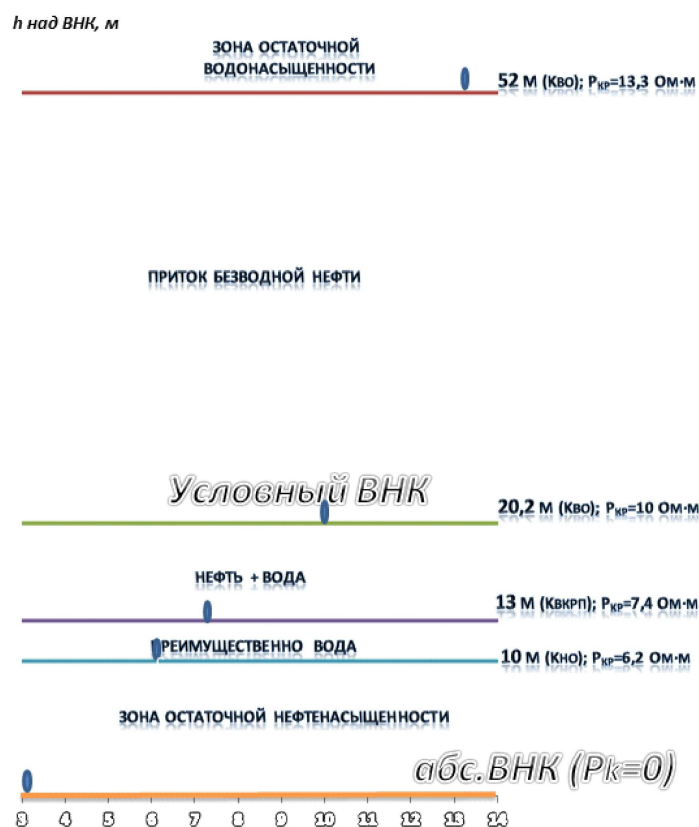


Рисунок 6 – Модель пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> скважины № 3002 Игольско-Талового месторождения по данным фазовых проницаемостей и электрического параметра насыщения

### Литература:

1. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. – М. : Издательство «Недра», 1966. – 206 с.
2. Хмелевской В.К. Геофизические методы исследования земной коры : учебное пособие. – Дубна : Международный университет природы, общества и человека «Дубна», 1999. – Книга 1. – 204 с.
3. Хмелевской В.К. Геофизические методы исследования земной коры : учебное пособие. – Дубна : Международный университет природы, общества и человека «Дубна», 1999. – Книга 2. – 184 с.
4. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика / под ред. В.М. Запорожца. – М. : Издательство Недр, 1983. – 591 с.
5. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М. : Издательство Недр, 1985. – 310 с.
6. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика : учебник для вузов. – М. : Издательство Недр, 1991. – 368 с.
7. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М. : Издательство Недр, 1981. – 182 с.

8. Материал, предоставленный ООО «Томск газпром геофизика». – Стрежевой, 2008.
9. Элланский М.М. Извлечение из скважинных данных информации для решения поисково-разведочных задач нефтегазовой геологии : учебное пособие для вузов. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2000. – 58 с.
10. Комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважин с целью оценки нефтеносности разрезов Игольско-Талового месторождения (Томская область). – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3bc69b4d53a88421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3bc69b4d53a88421216c27_0.html)
11. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
12. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
13. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
14. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Рыбальченко Ю.М. Буровые промывочные жидкости : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2014. – 374 с.
15. Третьяк А.Я., Савенок О.В., Швец В.В. Охрана труда и техника безопасности при бурении и эксплуатации нефтегазовых скважин : учебное пособие для студентов ВУЗов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело». – Новочеркасск : Лик, 2016. – 290 с.
16. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 203 с.
17. Булатов А.И., Савенок О.В. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2010. – 522 с.
18. Булатов А.И., Савенок О.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: теория и практика. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2010. – 539 с.
19. Булатов А.И., Волощенко Е.Ю., Кусов Г.В., Савенок О.В. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : Просвещение - Юг, 2011. – 603 с.
20. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
21. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин : в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
22. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» : в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.
23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Коффи Амону Кра Аксель Камиль. Геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении // Научный журнал НАУКА. ТЕХНИКА. ТЕХНОЛОГИИ (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – № 3. – С. 142–168.
24. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – volume 133. – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantis-press.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>

#### References:

1. Vendelstein B.Yu. Research of cuts of oil and gas wells by method of own potentials. – М. : Nedra publishing house, 1966. – 206 p.
2. Hmelevskoy V.K. Geophysical methods of a research of crust: manual. – Dubna : International university of the nature, society and person Dubna, 1999. – Book 1. – 204 p.

3. Hmelevskoy V.K. Geophysical methods of a research of crust : manual. – Dubna : International university of the nature, society and person Dubna, 1999. – Book 2. – 184 p.
4. Geophysical methods of well survey. The reference book geophysics / under the editorship of V.M. Zaporozhets. – M. : Publishing house Nedra, 1983. – 591 p.
5. Dakhnov V.N. Geophysical methods of determination of collection properties and oil and gas saturation of rocks. – M. : Publishing house Nedra, 1985. – 310 p.
6. Dobrynin V.M., Vendelstein B.Yu., Kozhevnikov D.A. Petrofizik : the textbook for higher education institutions. – M. : Publishing house Nedra, 1991. – 368 p.
7. Latyshova M.G. Practical guidance on interpretation of charts of geophysical methods of well survey. – M. : Publishing house Nedra, 1981. – 182 p.
8. The material provided to LLC Tomsk Gazpromgeofizika. – Strezheva, 2008.
9. Ellansky M.M. Extraction from borehole data of information for the solution of explorative problems of oil and gas geology : manual for higher education institutions. – M. : RGU of oil and gas of I.M. Gubkin, 2000. – 58 p.
10. A complex of geophysical surveys in an open trunk of wells for the purpose of assessment of oil-bearing capacity of cuts of the Igolsko-Talovy field (The Tomsk region). – URL : [http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3bc69b4d53a88421216c27\\_0.html](http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0a65635a3bc69b4d53a88421216c27_0.html)
11. Popov V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical researches at construction and operation of wells on oil and gas fields: manual. – Krasnodar: Publishing house – the South, 2016. – 274 p.
13. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical surveys and works in wells : manual. – Novocherkassk : Lic, 2017. – 326 p.
14. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Rybalchenko Yu.M. Boring flushing liquids : manual. – Novocherkassk: Lic, 2014. – 374 p.
15. Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Shvets V.V. Labor protection and safety measures during the drilling and operation of oil and gas wells : the manual for students of HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS, students in the Oil and Gas Business direction. – Novocherkassk : Lic, 2016. – 290 p.
16. Antoniadi D.G., Savenok O.V., Shostak N.A. Theoretical bases of development of oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 203 p.
17. Bulatov A.I., Savenok O.V. Complications and accidents at construction of oil and gas wells. – Krasnodar : Education - the South, 2010. – 522 p.
18. Bulatov A.I., Savenok O.V. Completion of oil and gas wells: theory and practice. – Krasnodar : Education - the South, 2010. – 539 p.
19. Bulatov A.I., Voloshchenko E.Yu., Kusov G.V., Savenok O.V. Ecology at construction of oil and gas wells : manual for students of higher education institutions. – Krasnodar : Education - the South, 2011. – 603 p.
20. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremiychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2016. – 576 p.
21. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs oil and gas wells : in 4 volumes. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2012–2015. – T. 1–4.
22. Bulatov A.I., Savenok O.V. Praktikum on discipline «Completion of oil and gas wells» : in 4 volumes : manual. – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2013–2014. – T. 1–4.
23. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Coffi Amon Kra Axel Kamil. Geophysical methods of well survey on the Priobskoye oil field // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Izdatelsky Dom – Yug, 2017. – No. 3. – P. 142–168.
24. Savenok O.V., Arutyunyan A.S., Petrushin E.O., Likhacheva O.N., Kusov G.V. Secondary opening of productive layers // Advances in Engineering Research, Proceeding of the International Conference «Actual Issues of Mechanical Engineering». – 2017 (AIME 2017). – Volume 133. – P. 734–741. – URL : <http://www.atlantispress.com/proceedings/aime-17/articles?q=savenok>