



## ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ-2015

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СТУДЕНТОВ,  
АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

ЭЛЕКТРОННЫЙ СБОРНИК МАТЕРИАЛОВ  
МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ СТУДЕНТОВ,  
АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ  
**«ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ-2015»**,  
ПОСВЯЩЕННОЙ 70-ЛЕТИЮ ВЕЛИКОЙ ПОБЕДЫ

КРАСНОЯРСК, СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

15-25 АПРЕЛЯ 2015 Г.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
ФГАОУ ВПО «Сибирский федеральный университет»

Сборник материалов  
Международной конференции студентов,  
аспирантов и молодых ученых  
«Перспектив Свободный-2015»,  
посвященной 70-летию Великой Победы

Красноярск, Сибирский федеральный университет, 15-25 апреля 2015 г.

Красноярск, 2015.

## **«Геология и разведка месторождений»**



**ПРОСПЕКТ СВОБОДНЫЙ-2015**

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

Красноярск, Сибирский федеральный университет, 15-25 апреля 2015 г.

**РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ МЕТОДОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ**

**Каратаев Г.Д., Панфилов А.Е.**

**научный руководитель – канд. техн. наук Молокова Н.В.**

*Сибирский федеральный университет*

Работа посвящена разработке программного обеспечения в области геофизических методов изучения геологической среды с использованием переменного тока. В электроразведке электромагнитных методов изучается электрическое и магнитное поле, наведенное в земле посредством различных источников (магнитным или электрическим диполем, длинным кабелем, зарядом).

Изучаемая электроразведкой геологическая среда имеет, как правило, сложное строение, обусловленное наличием большого количества фрагментов горных пород разного состава, обладающих разными электромагнитными свойствами (удельным сопротивлением  $\rho$ , диэлектрической проницаемостью  $\epsilon$  и магнитной проницаемостью  $\mu$ ). Электромагнитные методы исследования геологической среды основаны на выявлении различий в степени и характере противодействия геологических образований и технологических включений процессу распространения наведенного электромагнитного поля. Это позволяет выявлять в геологическом разрезе аномалеобразующие объекты и по электромагнитным характеристикам определять их геологическую природу.

Получаемая электроразведкой информация об электромагнитных свойствах отдельных фрагментов геологического разреза способствует его воспроизведению, т.е. решению конкретных геологических задач при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых или инженерно-геологических задач в строительстве, сельском хозяйстве, водоснабжении, археологии.

Для исследования геологической среды применяются различные электромагнитные методы (ЭММ) [1]:

1. метод дипольного электромагнитного профилирования (ДЭМП);
2. метод электромагнитного зондирования (ЭМЗ);
3. метод бесконечно длинного кабеля (БДК);
4. метод заряда с измерением магнитного поля (МЗМП);
5. метод незаземлённой петли (НП),
6. метод радиоволнового просвечивания (РВП);
7. метод амплитудно-полярных диаграмм (АПД) и др.

Исследование ЭМП проводится аппаратурой ЭММ, начало разработки которой было положено в 60-х годах прошлого века доктором Г.Ф. Игнатьевым. В настоящее время аппаратура выпускается ООО «Ар ДиСайнс Россия» в содружестве с СФУ.

Теория электромагнитных методов разработаны ленинградскими учеными [2].

Требуется программное сопровождение данной аппаратуры. Поэтому автоматизировать интерпретацию метода дипольного электромагнитного профилирования является актуальным.

**Анализ предметной области**

В нашей работе рассматривается частный случай электроразведки с применением вертикального магнитного диполя. Магнитный диполь представляет собой виток провода, по которому пропускается переменный ток определённой частоты  $f$ , который обуславливает возникновение переменного магнитного поля той же частоты с магнитными силовыми линиями, замкнутыми вокруг провода и распространяющимися от



провода в пространстве до области затухания. Магнитное поле диполя характеризуется магнитным моментом  $M$ , имеющим начало в центре витка и ориентированным перпендикулярно плоскости витка[3].

В случае вертикального магнитного диполя магнитный момент направлен вертикально, а создающий его виток провода (рамка) расположен в горизонтальной плоскости (параллельно земной поверхности).

В процессе приёма ЭМП измеряются его вертикальная  $H_z$  и горизонтальная  $H_r$  составляющие, которые впоследствии подвергаются обработке с целью получения электромагнитных характеристик геологической среды, а по ним - информации о строении геологического разреза.

Многообразное проявление электромагнитного поля в геологической среде рассматривается через его характеристики: волновое число  $K$  и параметр поля  $P$ . Такое рассмотрение необходимо при выборе рабочих частот и разносов в период проектирования работ и при интерпретации полевых материалов.

Суть метода в том, что при электромагнитном профилировании ДЭМП-измерительная установка с выбранным неизменным разносом  $r$  и фиксированной частотой  $f$  перемещается по профилю с выбранным шагом. Точка привязки измеренных данных относится, как правило, к середине разноса установки (рис.1).

Приемный диполь принимает магнитные составляющие поля, по которым в дальнейшем рассчитываются параметры среды:

1. эффективное электрическое сопротивление –  $\rho_{эф}$ ;
2. диэлектрическая проницаемость –  $\epsilon$ .

Эти два параметра дают информацию, которая помогает оценить характер как аномальных объектов, так и вмещающих пород.

При выборе разноса и частоты для профилирования разнос следует выбирать минимальным, а частоту максимальной.

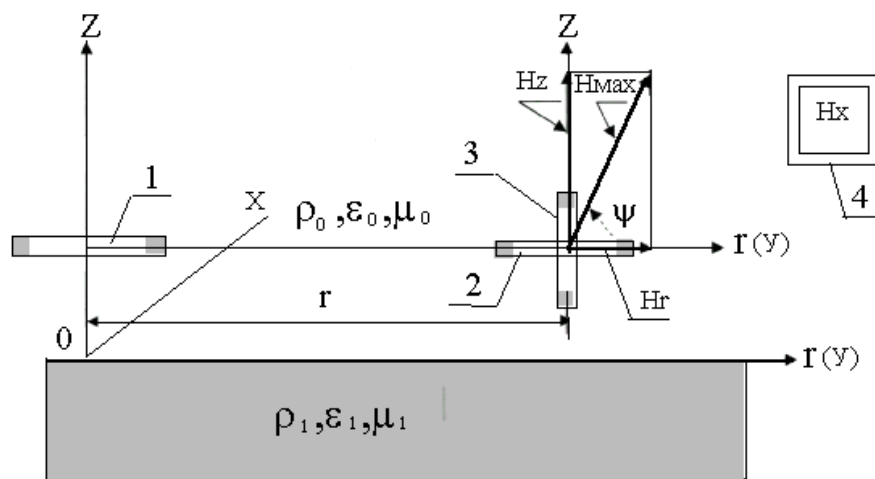


Рисунок 1. Схема установки ДЭМП с возбуждением поля вертикальным магнитным диполем: 1 – возбуждающий вертикальный магнитный диполь; 2 – приемный вертикальный магнитный диполь  $H_z$ ; 3 – приемный горизонтальный магнитный диполь  $H_r$ ;  $\Psi$  – угол наклона большой оси эллипса поляризации магнитного поля; 4 – рамка магнитного диполя.

### Разработка программного обеспечения

Данное программное обеспечение разрабатывается в программной среде Microsoft Visual Studio 2013 Express на языке C#.

По формуле (1) находим сопротивление и строим график зависимости  $H_z/H_r$  от  $\tilde{\rho}$  (рис.2).

$$\tilde{\rho}/r^2 f, \quad (1)$$

где  $r$  – разнос(расстояние от передатчика до приемника),  $f$  – частота,  $\tilde{\rho}$  – эффективное сопротивление, находим сопротивление и строим график зависимости  $H_z/H_r$  от  $\tilde{\rho}$ . Все значения, необходимые для нахождения сопротивления даны в табличной форме.

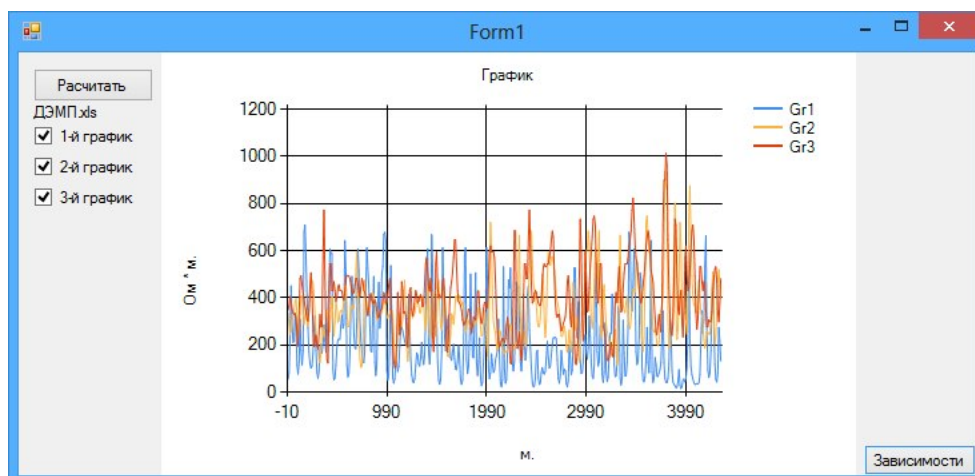


Рисунок 2. График зависимостей эффективного сопротивления  $\rho_{эфф}$  от отношения  $H_z/H_r$

Далее по известным значениям разносов  $r$ , частот  $f$  и сопротивлений  $\tilde{\rho}$  по формуле (2) находим  $K$ - волновое число, а затем  $P$  – параметр электромагнитного поля.

$$P = |K| r = 2,81 \sqrt{\frac{f}{\rho}} \cdot r \quad (2)$$

Строим графики зависимостей параметра  $P$  от эффективного сопротивления  $\rho_{эфф}$ ,  $r$  и  $f$  (рис.3, рис.4).



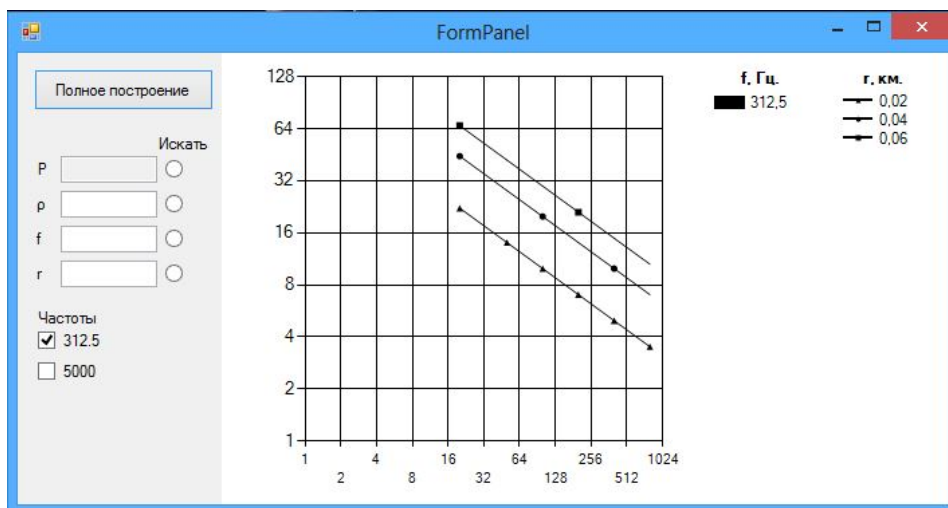


Рисунок 3. График зависимостей параметра  $P$  от эффективного сопротивления  $\rho_{эфф.}$  и  $r$  и  $f=312.5$  Гц

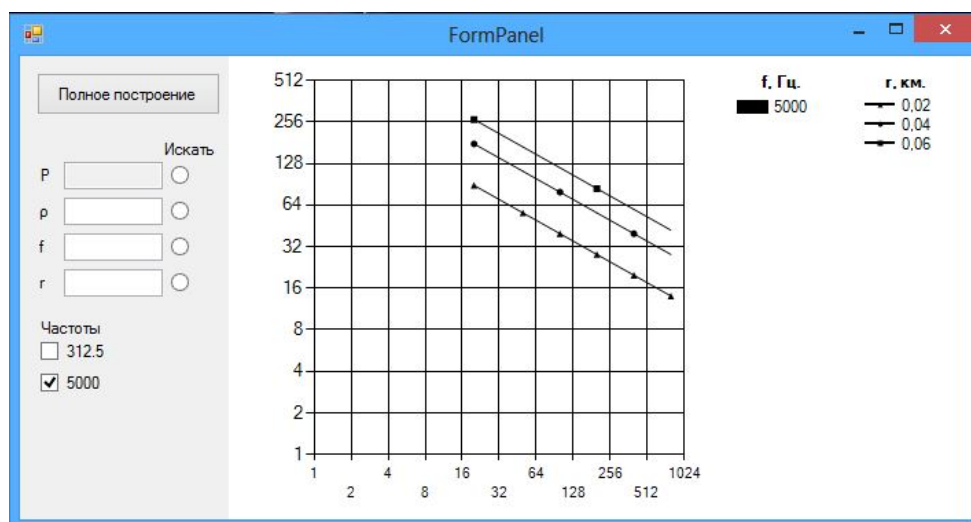


Рисунок 4. График зависимостей параметра  $P$  от эффективного сопротивления  $\rho_{эфф.}$  и  $r$  и  $f=5000$  Гц

Разработан программный модуль, который позволяет интерпретировать метод дипольного электромагнитного профилирования, получать электромагнитные характеристики геологической среды, по ним строить необходимые для описания строения геологического разреза графики зависимостей эффективного сопротивления  $\tilde{\rho}$  от  $H_z/H_r$ , а также графики зависимостей параметра  $P$  от эффективного сопротивления  $\rho_{эфф.}$  и  $r$  и  $f$ .

#### Список литературы

1. М.С. Жданов Электроразведка. – М.:Недра, 2006. – 316 с.
2. В.И. Иголкин, М.Ф. Хохлов, О.А. Тронин, А.М. Алешечкин Аппаратура электромагнитных методов переменного гармонического тока и эффективность ее применения в рудной и инженерной геологии. – Красноярск, 2014. – 138 с.
3. А.В. Вешев, В.Г. Ивочкин, Г.Ф. Игнатъев Электромагнитное профилирование. – М.:Недра, 2007. – 216 с.



## ОЦЕНКА РЕНТАБЕЛЬНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Колесниченко А.В.,

научный руководитель Штадлер Д.В.

*Департамент проектирования разработки ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»*

Проектирование разработки малоизученных месторождений представляет собой актуальную проблему. Небольшое количество полученной информации оказывает значительное влияние на построение цифровых геологических моделей, закладывая на начальном этапе построения цифровой модели месторождения в целом значительную долю неопределенности. В связи с этим, целью работы было исследование о необходимом и достаточном количестве входных данных для построения геологической и фильтрационной моделей, выбора варианта разработки залежей.

Было проведено исследование данной проблемы на примере одного из нефтегазоконденсатных месторождений Ванкорской группы. Нефтегазоносность НГКМ связана с меловыми отложениями нижнехетской и яковлевской свит. Формирование пласта Нх–III–IV происходило в прибрежно-морской обстановке, разрез представлен ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и глин (рисунок 1). Для пласта Як–IV характерна континентальная обстановка осадконакопления, что подтверждается линзовидным характером распространения отложений и латеральной невыдержанностью (рисунок 2).

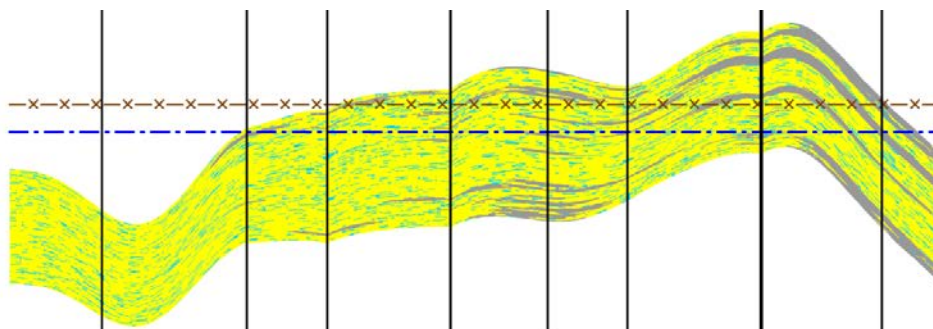


Рисунок 1. Разрез по линии скважин объекта Нх–III–IV

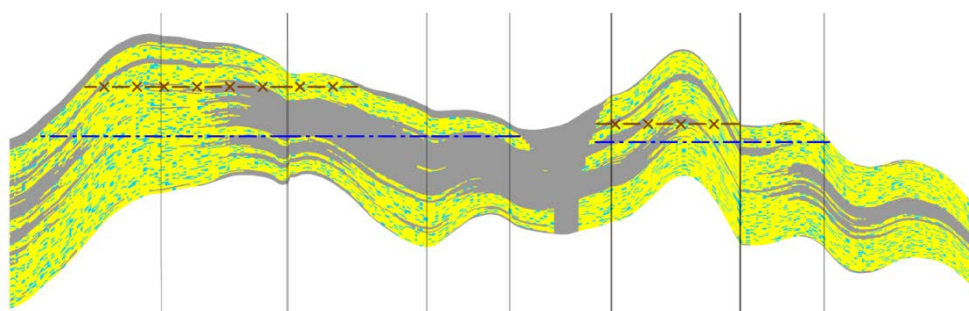


Рисунок 2. Разрез по линии скважин объекта Як–IV

На момент написания статьи актуальная цифровая геологическая модель учитывала данные по восьми разведочным скважинам. Для задания неопределенности геологического строения каждой залежи дополнительно было построено три цифровых геологических модели, учитывающих данные семи, шести и пяти разведочных скважин



соответственно. На этапе построения каждой модели исключалась одна скважина, которая оказывала наибольшее влияние на распределение литологии. Средние значения пористости и остаточной водонасыщенности оставались близки к актуальной модели.

Далее, для расчетов использовалась актуальная фильтрационная модель.

Для выбора размещения фонда скважин была использована методика экономической оценки с расчетом NPV каждой скважины. На всей площади залежей были размещены скважины, схема размещения была выбрана однорядная со смещением. В дальнейшем, NPV было использовано для определения вероятности появления экономически рентабельной скважины в заданной нефтенасыщенной толщине.

Критерием сравнения были приняты экономически рентабельные толщины, полученные через экономическую оценку NPV каждой скважины. Основываясь на полученных значениях NPV, были построены графики зависимости накопленной вероятности от нефтенасыщенной толщины для определения вероятности появления скважины с положительным NPV в заданной толщине. На графиках синим цветом обозначена вероятность появления скважины с отрицательным NPV, красным — с положительным. Точка пересечения этих кривых показывает нефтенасыщенную толщину в которой вероятность появления скважины с положительным NPV начинает превалировать над вероятностью появления скважины с отрицательным NPV (рисунок 3 — рисунок 6). Хочется отметить, что расчет экономически эффективных нефтенасыщенных толщин не является прямым критерием выбора системы разработки, он служит для обобщения показателей разработки.

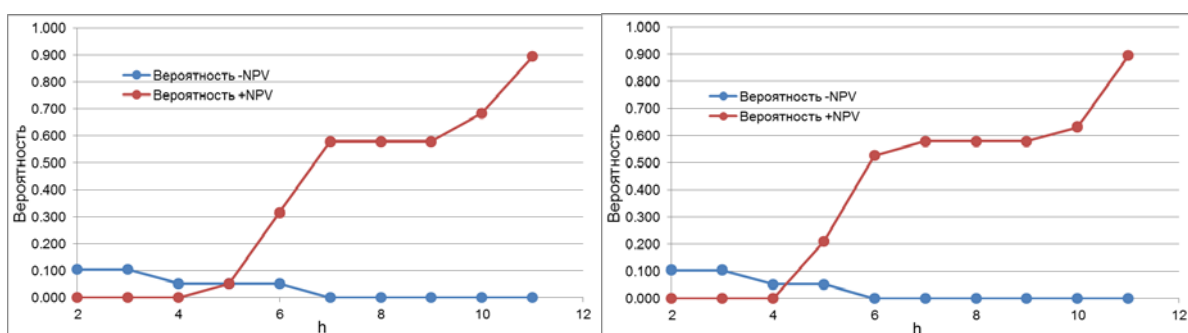


Рисунок 3. Зависимость накопленной вероятности от нефтенасыщенной толщины объекта Нх-III-IV (модель построенная по 5 разведочным скважинам слева, по 6 разведочным скважинам справа)

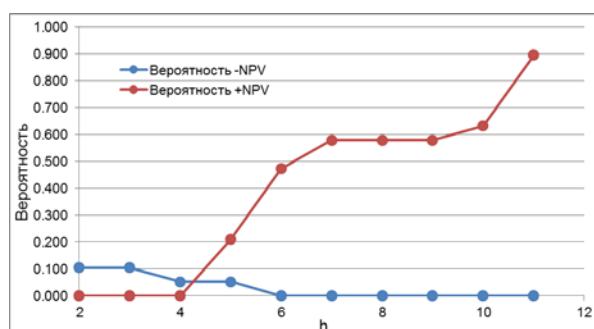


Рисунок 4. Зависимость накопленной вероятности от нефтенасыщенной толщины объекта Нх-III-IV (модель построенная по 7 разведочным скважинам)

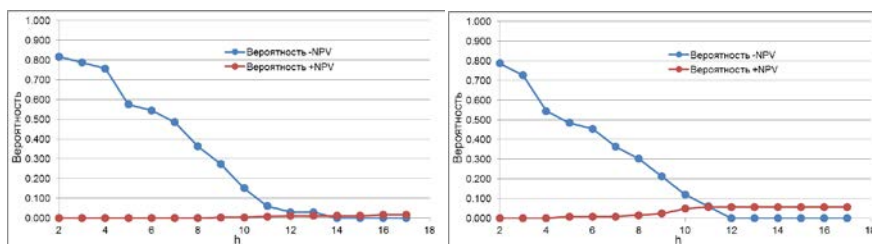


Рисунок 5. Зависимость наколенной вероятности от нефтенасыщенной толщины объекта Як–IV(модель построенная по 5 разведочным скважинам слева, по 6 разведочным скважинам справа)

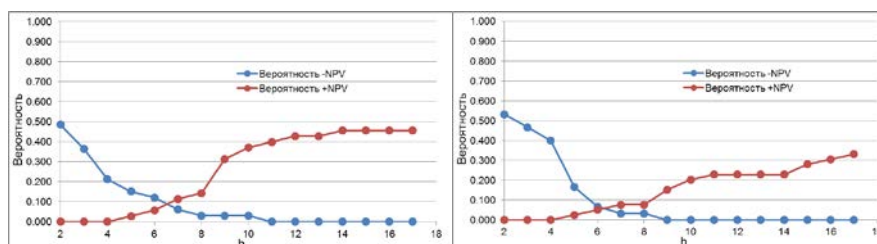


Рисунок 6. Зависимость наколенной вероятности от нефтенасыщенной толщины объекта Як–IV(модель построенная по 7 разведочным скважинам слева, по 8 разведочным скважинам справа)

Далее, анализ полученных результатов показал, что для объекта Нх–III–IV вероятность появления скважины с отрицательным NPV мала и незначительно зависит от количества данных, а разница в эффективных нефтенасыщенных толщинах между моделями, построенным по шести и восьми разведочным скважинам, незначительна(рисунок 7, рисунок 8). Для модели, где учитывались данные по восьми разведочным скважинам, NPV всех эксплуатационных скважин положителен. Основываясь на полученных результатах, можно утверждать, что система размещения скважин объекта как Нх–III–IV незначительно изменится при появлении новой информации из разведочных скважин. Объясняется это малыми изменениями в литологии моделей, при близких по средним значениям коллекторских свойствах.

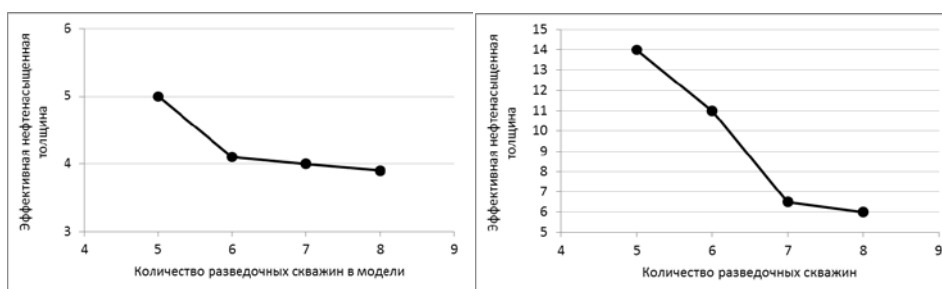


Рисунок 7. Зависимость эффективной нефтенасыщенной толщины NPV от количества разведочных скважин в модели для объекта Нх–III–IV слева и для объекта Як–IV справа

Для объекта Як–IV, имеющего более сложное литологическое строение результаты показали, что появление новой информации значительно изменяет представление об экономически эффективных нефтенасыщенных толщинах. С появлением новых данных по разведочным скважинам значение толщин уменьшается с 14 до 6 метров. На

рисунках 7 и 8, для семи и восьми разведочных скважин изменение в экономически эффективных нефтенасыщенных толщинах составляет не более полуметра, а скорость изменения эффективной нефтенасыщенной толщины при появлении данных восьмой разведочной скважины стремится к нулю. Основываясь на этом, скажем, что данные по семи разведочным скважинам являются необходимым условием для размещения сетки скважин и дальнейшая информация незначительно повлияет на выбранную систему размещения скважин.

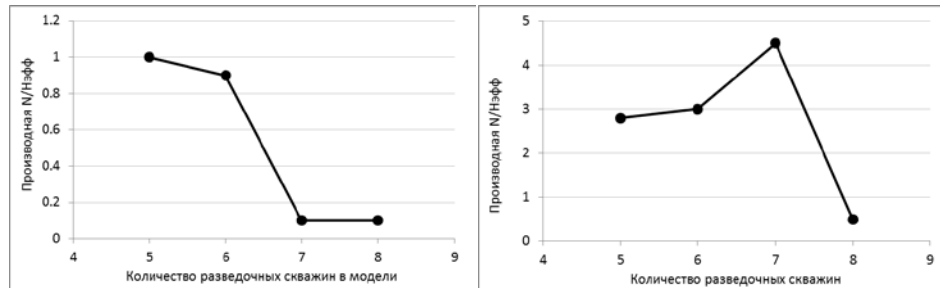


Рисунок 8. Скорость изменения эффективной нефтенасыщенной толщины от количества разведочных скважин объекта Нх–III–IV слева и объекта Як–IV справа

Предполагается, что дальнейшее бурение разведочных скважин на объектах Нх–III–IV и Як–IV позволит уточнить контуры залежей, но не повлияет значительно на выбранную систему размещения скважин (рисунок 9).

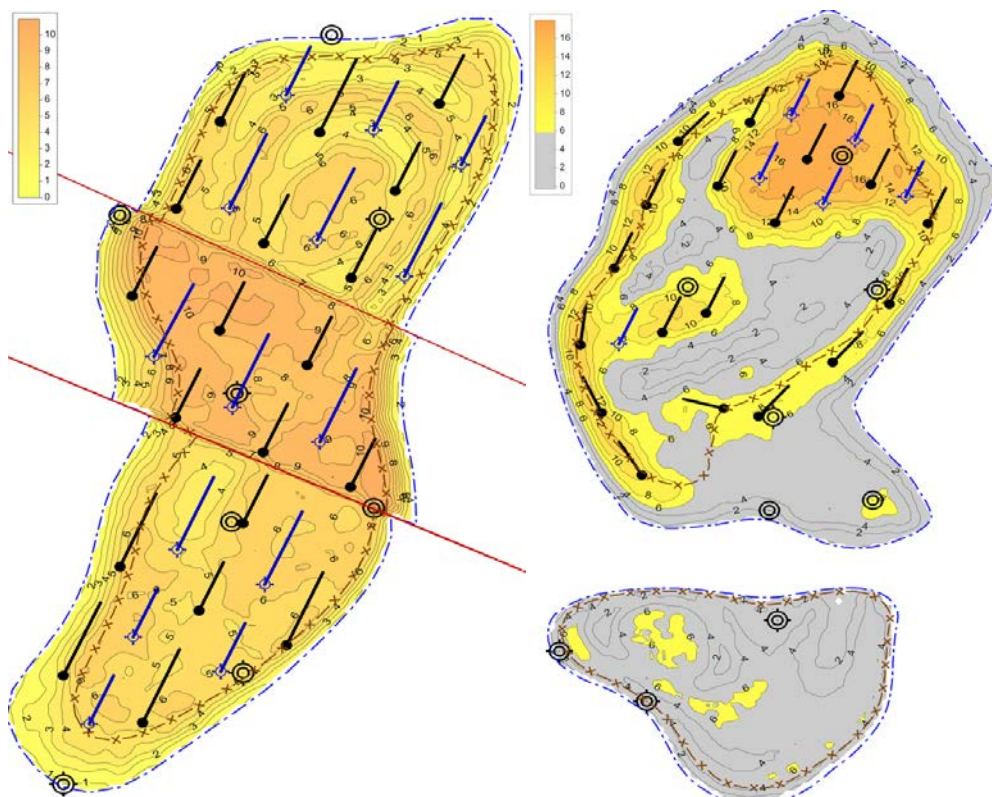


Рисунок 9. Размещение фонда скважин объекта Нх–III–IV(слева) и Як–IV(справа) на карте нефтенасыщенных толщин

### Список литературы

1. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering // Shell Internationale Petroleum Maatschappij B. V. ,The Hague, The Netherlands
2. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений // Москва: Недра, 1987
3. Пермяков И.Г., Саттаров М.М., Генкин И.Б. Методика анализа разработки нефтяных месторождений // Москва: Гостоптехиздат, 1962
4. Лысенко В.Д., Хамзин Р.Г. Учет влияния прерывистости пластов при расчете коэффициента нефтеотдачи



## ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМ ТИПОМ КОЛЛЕКТОРА

Мартюшев Д.А., Ладейщикова Т.С., Козырев Н.Д.

научный руководитель канд. техн. наук, профессор Мордвинов В.А.

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

В настоящее время одним из направлений поддержания уровня и увеличения добычи нефти в Пермском крае является вовлечение в активную разработку нефтяных залежей, приуроченных к сложнопостроенным и низкопроницаемым карбонатным коллекторам турнейско-фаменского возраста. Их особенностями являются сложная фильтрационно-емкостная характеристика, связанная с наличием пустот различного типа (трещины, поры, каверны), высокие значения газосодержания пластовой нефти и давления насыщения нефти газом. Разработка таких залежей должна осуществляться с постоянным мониторингом забойных давлений и коэффициентов продуктивности добывающих скважин.

Для удержания вертикальных трещин в продуктивном пласте в раскрытом состоянии пластовое давление жидкости должно превышать боковое горное давление, которое определяется с учетом коэффициента бокового распора  $P_{бок} = P_{гор} \cdot K_{бок}$ . Вертикальное горное давление ( $P_{гор}$ ) при средней плотности горных пород  $2700 \text{ кг/м}^3$  для условий турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения (Пермский край) составляет 48,2 МПа. Коэффициент бокового распора  $K_{бок} = \frac{\nu}{1-\nu}$ , где  $\nu$  – коэффициент Пуассона. Формула для  $\nu$  для карбонатных коллекторов Пермского края была предложена В.Д. Викториним [1]:

$$\nu = 0,2 - 0,006 \cdot m_{abc}$$

где  $m_{abc}$  – полная пористость горной породы, %.

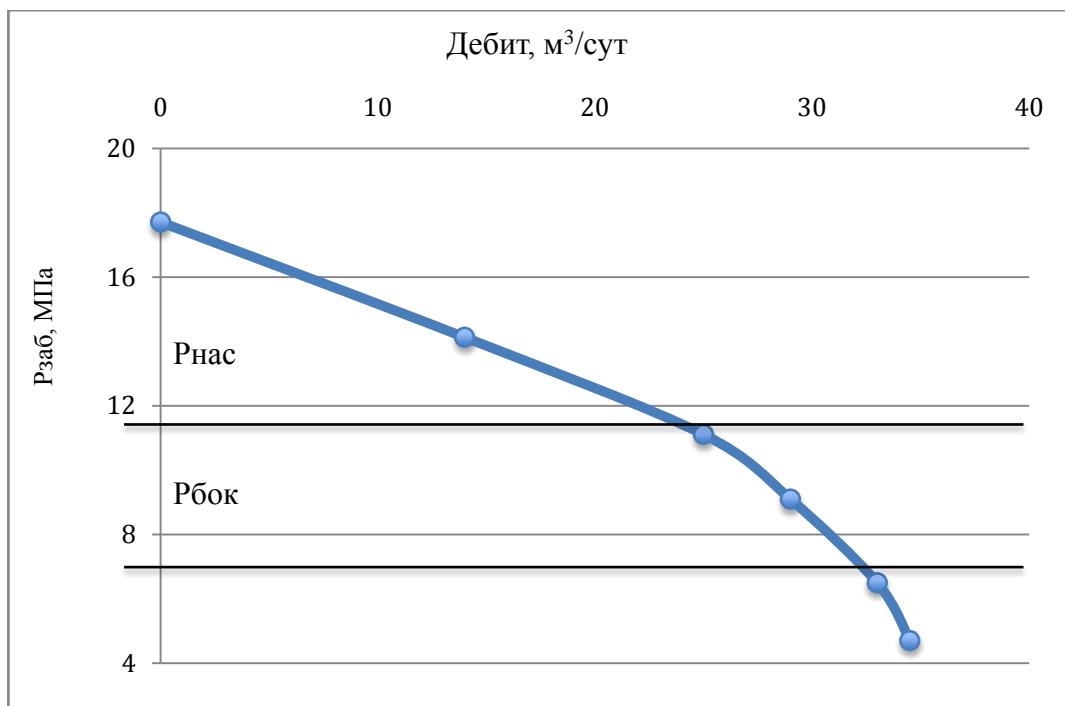
При  $m_{abc} = 11\%$ ,  $\nu = 0,134$  и  $K_{бок} = 0,155$  боковое горное давление составляет 7,45 МПа, что согласуется с результатами, представленными в работе [2].

На рис.1 приведены построенные по данным гидродинамических исследований скважин методом установившихся отборов индикаторные диаграммы. В области  $P_{заб} > P_{бок}$  диаграммы представляют слабо искривлённые при давлениях ниже  $P_{нас}$  линии в сторону оси  $P_{заб}$ ; в области  $P_{заб} < P_{бок}$  наблюдается сильное искривление линий в сторону оси ординат, что связано, очевидно, с уменьшением раскрытия трещин при деформациях коллектора [3].

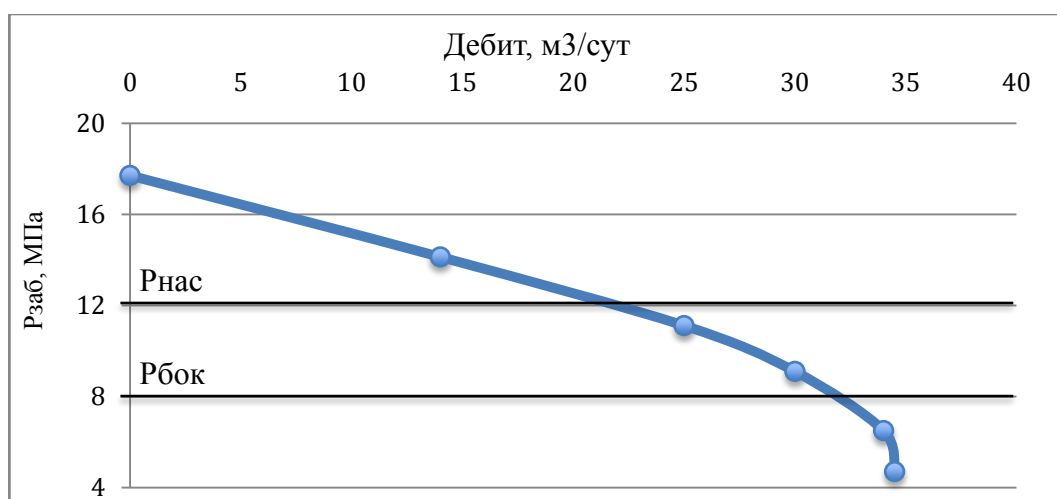
Отдельные карбонатные залежи Верхнего Прикамья, включая залежь Т-Фм Озерного месторождения, характеризуются тем, что часть залежи в виде рифового гребня обладает открытой естественной трещиноватостью, а в низкорельефных участках трещины заполнены микритовым материалом [4].

В таблице 1 и 2 представлена динамика  $K_{прод}$  по скв. 429 и 430 Озерного месторождения. Скв. 429 находится в зоне рифового гребня и характеризуется открытой естественной трещиноватостью коллектора, скв. 430 относится к низкорельефному участку залежи.





а)



б)

Рис. 1. Индикаторные диаграммы по скв.39 (а) и 42 (б) Озерного месторождения

Таблица 1

Дата	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	$P_{пл.тек.},$ МПа	$P_{заб},$ МПа	$P_{заб}/P_{бок}$	$K_{прод},$ м <sup>3</sup> /(сут · МПа)	$K_{общая},$ 10 <sup>-3</sup> · мкм <sup>2</sup>	$K_{трещ},$ 10 <sup>-3</sup> · мкм <sup>2</sup>
05.2006	42	12,10	11,4	1,53	60,00	89,8	62,0
09.2008	5,4	11,90	8,80	1,18	1,74	70,3	42,1
04.2009	6,6	11,20	8,40	1,12	2,36	58,5	30,4
08.2009	5,6	11,54	8,70	1,16	1,97	59,9	30,0
12.2010	5,4	11,64	6,40	0,86	1,03	37,6	9,0
01.2012	2,5	11,25	5,80	0,78	0,46	28,4	0
03.2013	2	10,95	4,00	0,54	0,29	22,1	0



Таблица 2

Дата	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	$P_{пл.тек.},$ МПа	$P_{заб},$ МПа	$P_{заб}/P_{бок}$	$K_{прод},$ м <sup>3</sup> /(сут · МПа)	$K_{общая},$ $10^{-3}$ · мкм <sup>2</sup>	$K_{трещ},$ $10^{-3}$ · мкм <sup>2</sup>
03.2006	37,6	14,90	14,3	1,92	62,66	126,0	102,8
04.2011	107,6	15,20	7,17	0,96	17,06	78,9	56,0
06.2011	104,9	14,91	6,22	0,83	12,08	58,6	35,7
12.2011	89	16,10	7,91	1,06	10,87	85,2	62,4
01.2013	80	16,00	11,7	1,57	18,60	95,1	72,0
03.2013	75	14,50	9,10	1,22	13,89	77,4	57,4
07.2013	74,5	14,20	6,6	0,88	11,87	59,8	39,5
01.2014	73,9	14,10	5,8	0,77	11,55	50,1	28,9

Общая ( $K_{общ}$ ) и трещинная ( $K_{трещ}$ ) проницаемость определена по данным гидродинамических исследований скважин (КВД).

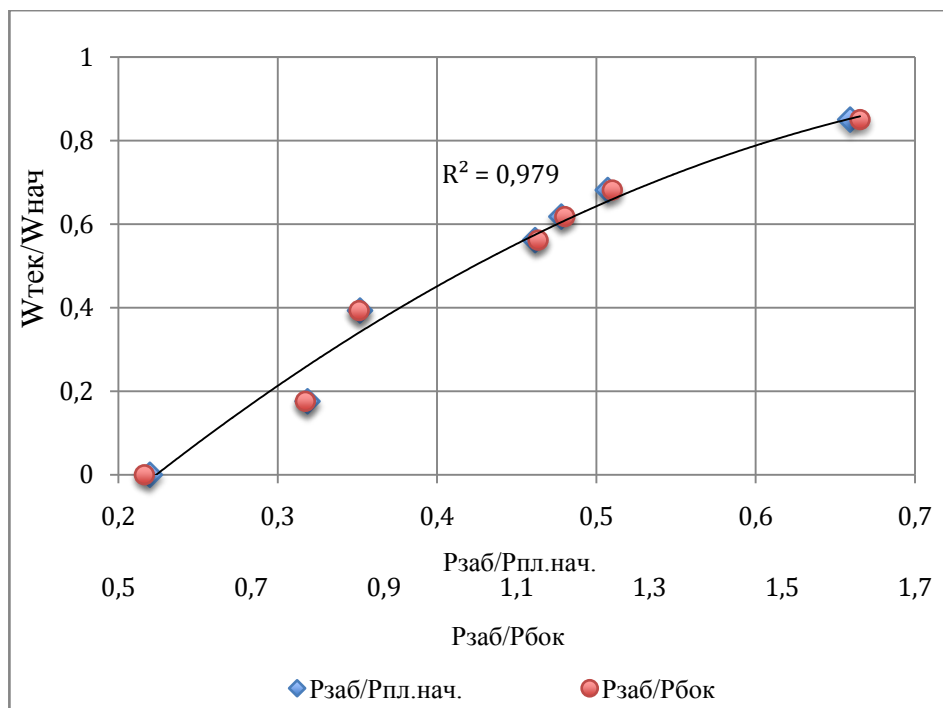
При снижении  $P_{заб}$  в скв.429 с 12 до 6,4 МПа (в 1,9 раза)  $K_{трещ}$  уменьшилась в 6,9 раза, при  $P_{заб} = 5,8$  МПа трещины в ПЗП этой скважины полностью сомкнулись и коллектор стал работать как поровый, то есть произошла трансформация коллектора из трещинно-порового в поровый тип [5].

По скв. 430 при снижении  $P_{заб}$  с 14,3 до 7,17 МПа (в 2 раза) трещинная проницаемость снизилась в 1,84 раза, а при снижении  $P_{заб}$  до 5,8 МПа трещины сохранили свою проницаемость на уровне 28% от начальной. В период с 2011 по 2013 г.г. забойное давление в скважине возросло с 6,22 до 11,7 МПа, за этот период  $K_{трещ}$  увеличилась в 2 раза.

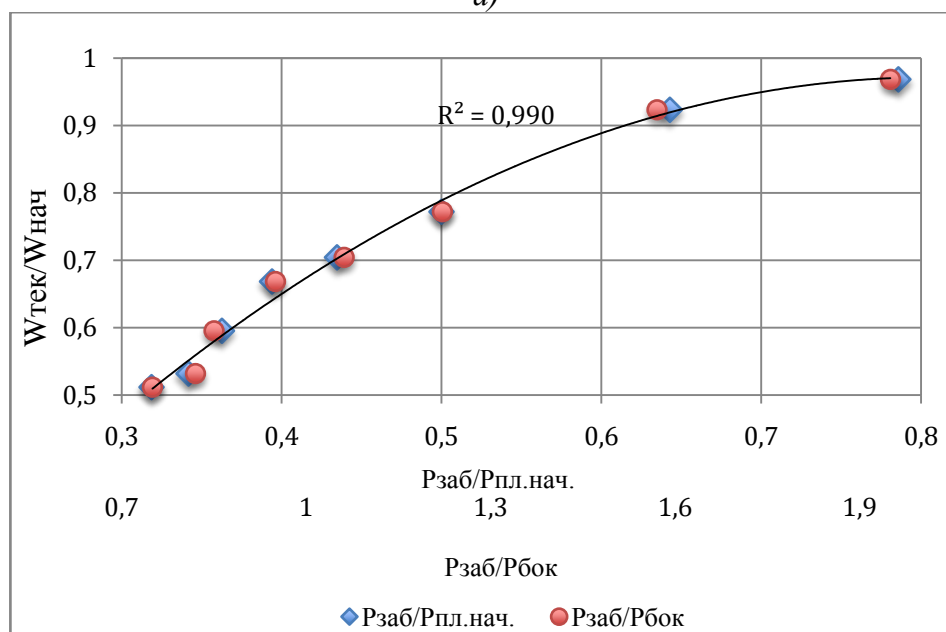
По данным скважинам рассчитана начальная раскрытость естественных трещин и ее динамика в процессе эксплуатации скважин в зависимости от изменения  $P_{заб}$  (рис.2). Начальная раскрытость трещин ( $W_{нач}$ ) была определена по данным гидродинамических исследований либо по анализу шлифов горных пород. Текущая раскрытость трещин ( $W_{тек}$ ) в процессе эксплуатации скважин была рассчитана по данным гидродинамических исследований скважин.

Из рис. 2 следует, что существенное влияние на изменение раскрытости естественных трещин оказывает тип вскрытого разреза. В случае, если скважина вскрывает трещиноватый коллектор, находящийся в зоне рифового гребня (скв.429), смыкание трещин происходит значительно более быстрым темпом, чем, в случае, если скважина находится в более низкорельефных участках залежи.





а)



б)

Рис.2. Динамика раскрытости естественных трещин при снижении забойного давления: скв.429 (а) и скв.430 (б) Озерного месторождения

Таким образом можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на продуктивность и производительность добывающих скважин, дренирующих сложнопостроенные карбонатные коллекторы нефтяных месторождений Верхнего Прикамья, является забойное давление. При снижении забойного давления происходит смыкание естественных трещин, что приводит к уменьшению коэффициентов продуктивности скважин и даже к изменению типа коллектора. Величину забойного давления следует оптимизировать для каждой добывающей скважины исходя из анализа данных гидродинамических исследований и геологических особенностей строения коллектора.





### Список литературы

1. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. –М.: Недра. 1988. 150 с.
2. Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А., Пузиков В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. -2014. -№11. – с.120-122.
3. Robert C. Earlougher, Jr. Advances in well test analysis. Society of Petroleum Engineers of AIME. New York. 1977. Pp.264
4. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятностными методами // Нефтяное хозяйство. -2014. -№4. – с.51-53.
5. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Черепанов С.С., Балдина Т.Р., Филиппов Е.В. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 6. – С. 40–43.

