

УДК 622.276.031:531.5

**КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ,
ВЛИЯЮЩИЕ НА ВЫБОР УЧАСТКА ДЛЯ СЕКТОРНОГО
ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ,
В РАМКАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ
НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Еленец А.А.

ООО «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень
e-mail: ElenetsAA@tmn.lukoil.com

Дергунов И.Ф.

ОАО «Верхнечонскнефтегаз», г. Иркутск

Аннотация. Фактическая технологическая эффективность бурения бокового ствола зависит не только от «модельной эффективности», но и от участка, выбранного на предварительном этапе для секторного моделирования. На начальной стадии проектирования бурения бокового ствола из скважины-кандидата можно снизить вероятность низкой модельной технологической эффективности посредством проведения предварительного анализа выработки запасов нефти в районе целевых скважин. В работе приводится обоснование результативности комплексного использования методов геолого-гидродинамического моделирования и статистической обработки геолого-промысловой информации. Комплексное использование методов анализа позволит более обоснованно осуществлять выбор участков для секторного геолого-гидродинамического моделирования и, как следствие, расширить подход к планированию такого мероприятия, как зарезка бокового ствола (ЗБС).

Актуальность темы обусловлена отсутствием единого подхода к выбору и обоснованию участков для секторного геолого-гидродинамического моделирования в рамках планирования разработки нефтяного пласта вторыми стволами.

Ключевые слова: зарезка бокового ствола, ЗБС, планирование, подход, выработка запасов нефти, потенциально извлекаемые запасы нефти, начальные извлекаемые запасы, НИЗ

Созданная и актуализированная секторная геолого-гидродинамическая модель (ГГДМ) участка залежи характеризуется большей степенью детальности по сравнению с фильтрационной моделью всего эксплуатационного объекта, и лучше подходит для расчета технологической эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ). Секторная ГГДМ является инструментом обоснования проектных боковых стволов (БС) из скважин-кандидатов (СК). Иными словами, начальной стадией планирования бурения вторых стволов является подбор скважин-кандидатов и обоснование выбора участка для секторного геолого-гидродинамического моделирования. Работа данного рода требует разносторонней оценки выработки запасов нефти в районе СК, комплексного использования методов анализа.

Выбор скважин-кандидатов для зарезки бокового ствола (ЗБС) и обоснование участков для секторного геолого-гидродинамического моделирования является достаточно актуальной задачей, обусловленной отсутствием единого подхода. Эффективность фактически пробуренного бокового ствола зависит не только от модельной эффективности, а, в первую очередь, от заранее выбранного участка с обоснованными скважинами-кандидатами, так как на начальной стадии проектирования можно снизить вероятность низкой модельной технологической эффективности и осуществить процесс планирования поэтапно. Расширить обоснованность планирования ЗБС можно, добавив промежуточный этап анализа выработки запасов нефти между фильтрационной моделью всего объекта и секторной ГГДМ участка залежи.

В рамках работы были проанализированы боковые стволы с горизонтальным типом заканчивания, введенные в эксплуатацию на объект АВ₁₋₃ Ватъеганского месторождения в период с 01.01.2009 по 01.06.2011 г. Анализ результатов позволит предопределить дальнейшее проектирование разработки зон остаточной нефтегазонасыщенности посредством зарезки боковых стволов.

Для формирования подхода к дальнейшему проектированию объекта АВ₁₋₃ будут рассмотрены следующие задачи:

- определение первоначального критерия, по которому были выбраны зоны фактически пробуренных боковых стволов на объект за рассматриваемый период;
- оценка выработки запасов нефти в окружающих скважинах методом статистической обработки геолого-промысловой информации (ГПИ) на момент ввода фактически пробуренных боковых стволов в эксплуатацию;
- формирование общего подхода к анализу выработки запасов нефти в рамках проектирования ЗБС.

Для визуализации и оценки местоположения фактически пробуренных боковых стволов на объект АВ₁₋₃ относительно скважин-кандидатов представлены фрагменты карты текущей плотности подвижных запасов нефти фильтрационной модели объекта по состоянию на 01.01.2011 г (рис. 1, 2).

Представленные данные позволяют сделать вывод о том, что первоначальным критерием, по которому осуществлялось планирование ЗБС, являлась плотность текущих подвижных запасов нефти фильтрационной модели объекта. Данный критерий следует относить к первому этапу проектирования.

Практически все фактически пробуренные боковые стволы были заложены в зоны с относительно высокой текущей плотностью подвижных запасов нефти (86 %). Два из четырех, не входящих в основной процент, характеризуются входным дебитом нефти менее 10 т/сут.

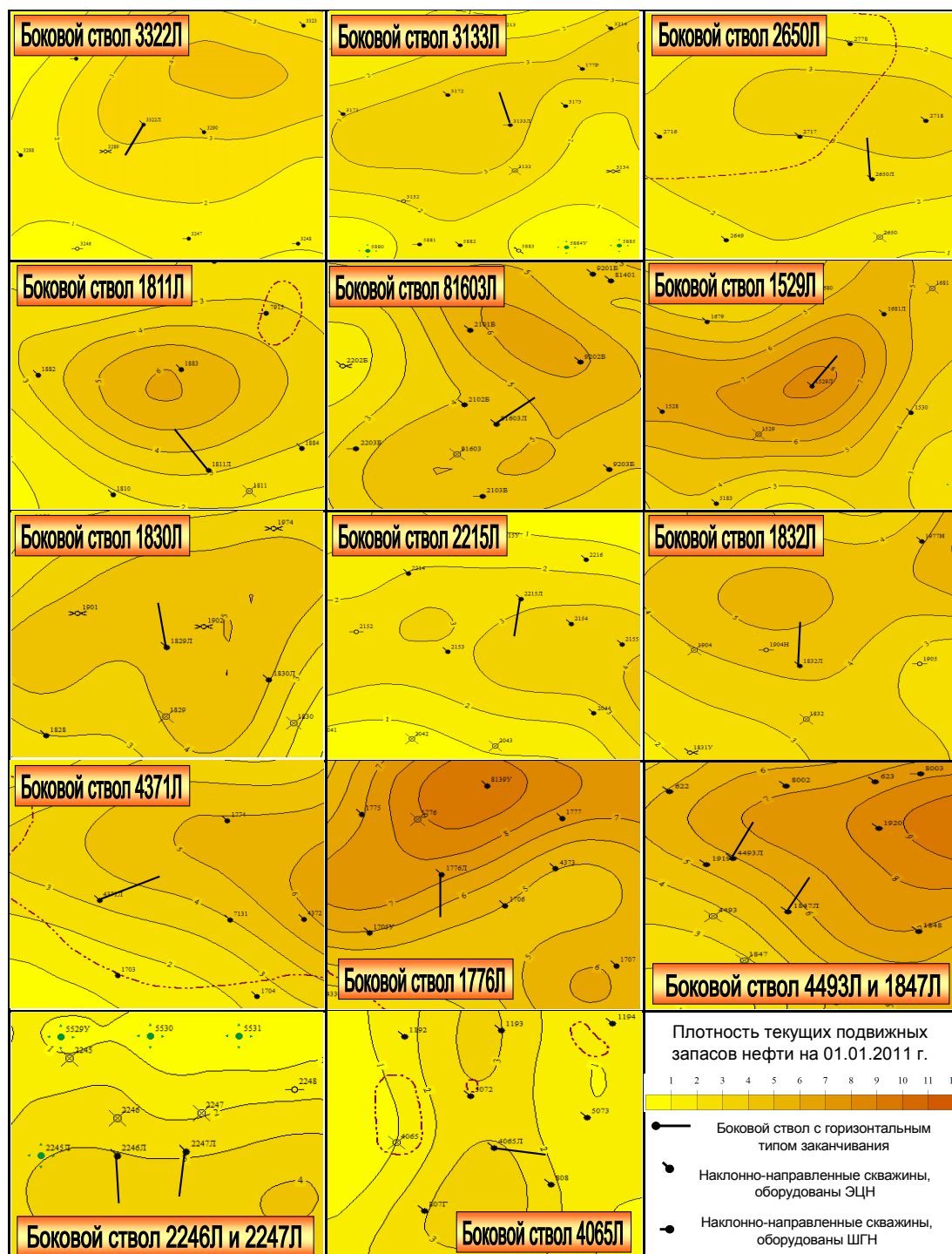


Рис. 1. Фрагменты карты текущей плотности подвижных запасов нефти ГГДМ объекта АВ₁₋₃

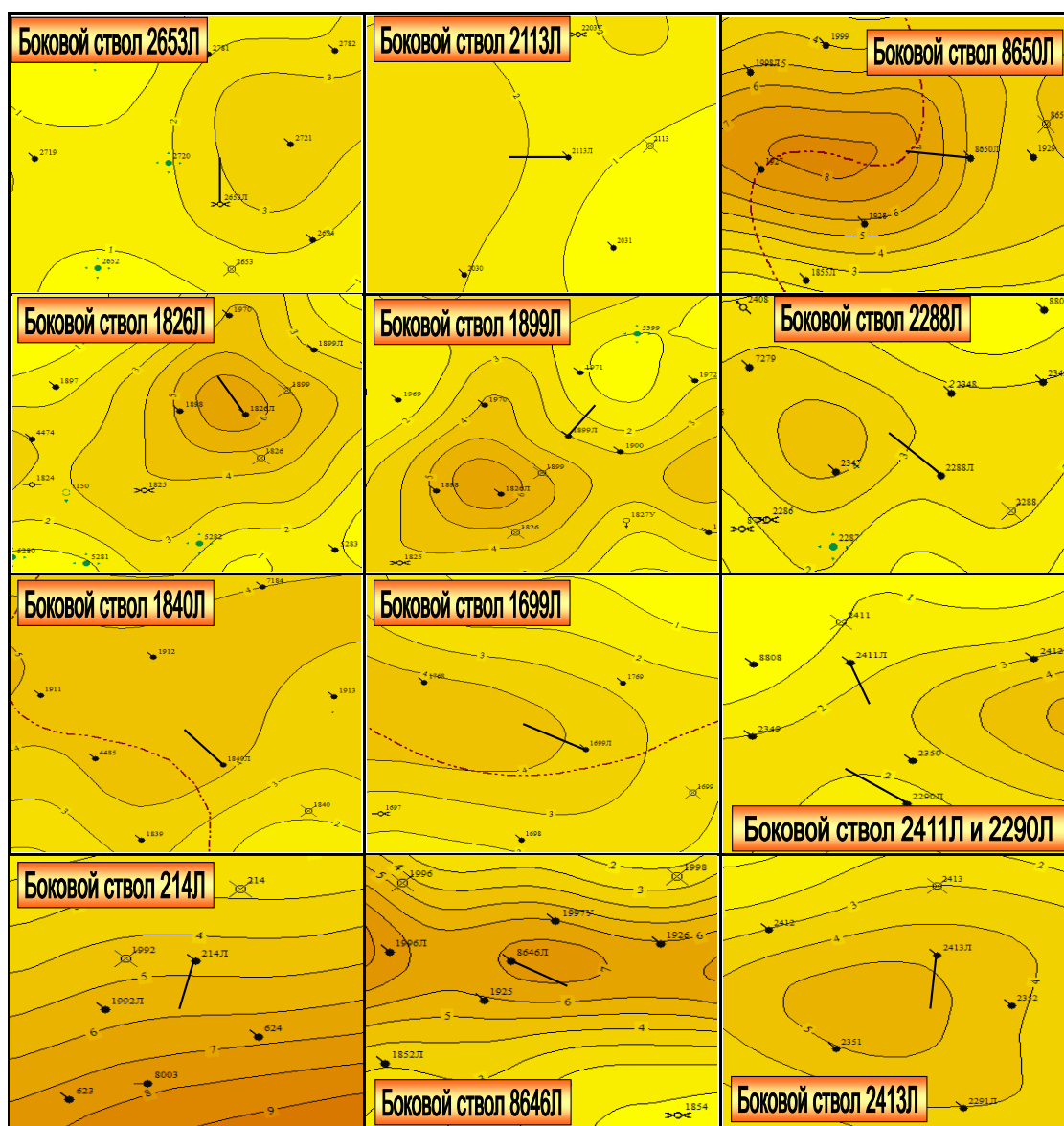


Рис. 2. Фрагменты карты текущей плотности подвижных запасов нефти ГГДМ объекта АВ₁₋₃

Для оценки выработки запасов нефти в окружающих скважинах, на момент ввода фактически пробуренных боковых стволов в эксплуатацию, были выделены районы (окружающие боковой ствол добывающие скважины), характеризующие зону бурения бокового ствола. По каждой окружающей боковой ствол скважине был произведен расчет потенциально извлекаемых запасов нефти (Q_p) с помощью метода характеристик вытеснения (Назарова-Сипачева, Максимова, Сазонова, Пирвердяна, Камбарова) для заданного предельного значения обводненности (98 %), табл. 1.

Таблица 1. Промыслово-статистические методы прогноза активных извлекаемых запасов нефти

Метод	Уравнение
Назарова-Сипачева	$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \frac{1}{a} \left(1 - \sqrt{\frac{(b-1)(1-f_в)}{f_в}} \right)$
Максимова	$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \frac{1}{a} \ln \left(\frac{f_в}{(1-f_в)ae^b} \right)$
Сазонова	$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = \frac{1}{a} \ln \left(\frac{1}{(1-f_в)ae^b} \right)$
Пирвердяна (основной и модифицированный)	$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = a - \sqrt[3]{2(-b)^2(1-f_в)}$
Камбарова (основной и модифицированный)	$V_{н.извл.}(f_{в.пред.}) = a - \sqrt{bf_в - b}$

В табл. 1: $f_в$ – предельная доля воды в продукции, a и b – коэффициенты линейной аппроксимации, определяемые методом наименьших квадратов

Представленные характеристики вытеснения (табл. 1) относятся к различным группам промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки [1].

Первая группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки [1] (кривые вытеснения по типу метода Назарова С.Н., Сипачева Н.В). Одна из существующих групп методов, принадлежит к группе зависимостей, характеризующих связь водонефтяного фактора (ВНФ) с накопленными отборами пластовых флюидов (V_n , $V_в$, $V_{ж}$).

Вторая группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки [1] (кривые вытеснения по типу метода Максимова М.И.). Методы Максимова М.И. и Сазонова Б.Ф. очень слабо, по сравнению с другими методами, особенно методами первой группы, подвержены влиянию на результаты прогноза различного рода коррекций и изменений в системе разработки.

Третья группа промыслово-статистических методов прогноза показателей разработки [1] (кривые вытеснения по типу метода Пирвердяна А.М.). При определенной степени допущений между динамикой накопленных отборов нефти (V_n) и динамикой накопленных отборов жидкости ($V_{ж}$) имеет место степенная зависимость вида: $V_n = f(V_{ж}^{-n})$.

Группа характеристик вытеснения (табл. 1) сформирована из того условия, чтобы в прогнозе потенциально извлекаемых запасов нефти использовались различные методы к определению запасов в зоне дренирования добывающих скважин. Результирующая величина запасов нефти представляет собой среднее значе-

ние по проведенным расчетам, исключая наиболее высокое и (или) низкое значения, которые принимаются некондиционными.

На рис. 3 - 9 представлены примеры прогноза потенциально извлекаемых запасов нефти для заданного предельного значения обводненности (98 %) в зоне дренирования скважины № 4485 эксплуатационного объекта АВ₁₋₃ с использованием методов статистики (табл. 1).

Для нахождения коэффициентов a и b во всех случаях использовались 33 последние точки, позволяющие свести методы к одному единственному периоду аппроксимации. Количество точек выбиралось произвольно (не менее 5), главным образом из условия, чтобы участок зависимости можно было линейно аппроксимировать с высокой степенью достоверности (R^2), т.е. определить уравнение линейной зависимости между «х» и «у» [1]. На дату прогноза накопленный отбор нефти и жидкости по скважине № 4485 соответственно составил 283.9 и 930.1 тыс. т, доля воды в продукции – 97.4 %. Общий период эксплуатации – 277 месяцев.

Оценка выработки запасов нефти в окружающих добывающих скважинах на момент ввода фактически пробуренных БС в эксплуатацию, сравнение с входным показателем (дебит нефти) по боковым стволам позволили на примере объекта АВ₁₋₃ подтвердить перспективность комплексного использования методов ГГДМ и статистической обработки ГПИ в рамках проектирования ЗБС.

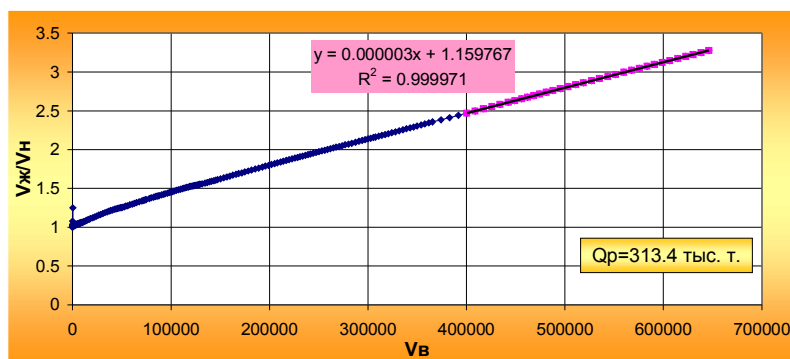


Рис. 3. Метод Назарова-Сипачева. Скважина № 4485

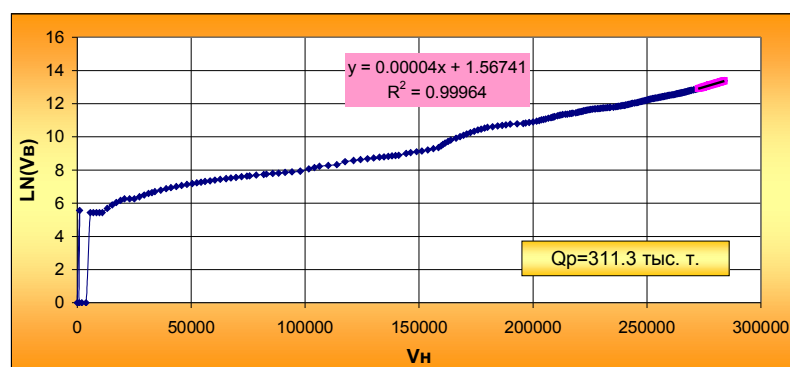


Рис. 4 Метод Максимова. Скважина № 4485

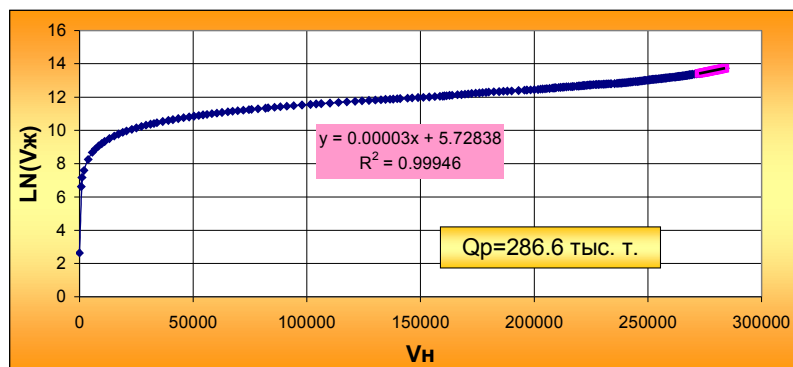


Рис. 5 Метод Сазонова. Скважина № 4485

Метод характеристик вытеснения позволяет произвести оценку нефтенасыщенности по добывающим скважинам на основании кривых обводнения.

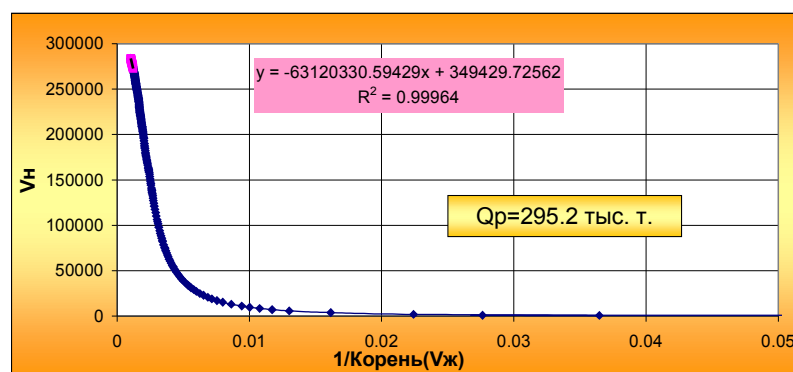


Рис. 6. Метод Пирвердяна (основной). Скважина №4485

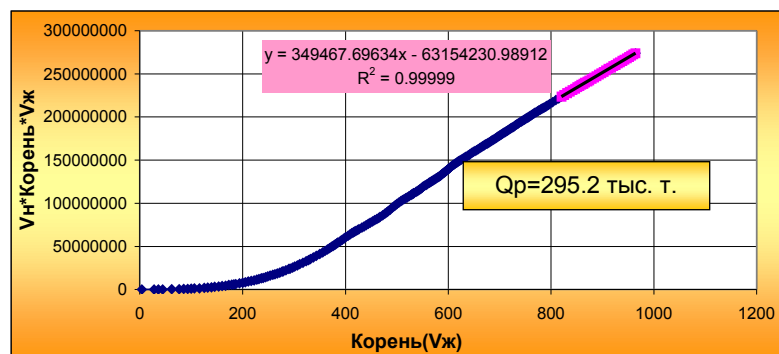


Рис. 7. Метод Пирвердяна (модифицированный метод). Скважина № 4485

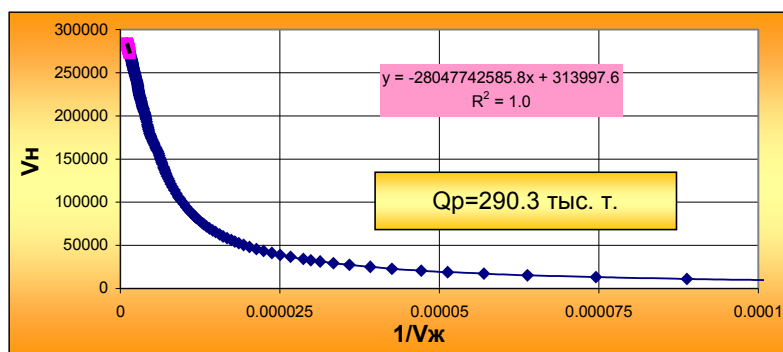


Рис. 8. Метод Камбарова (основной метод). Скважина № 4485

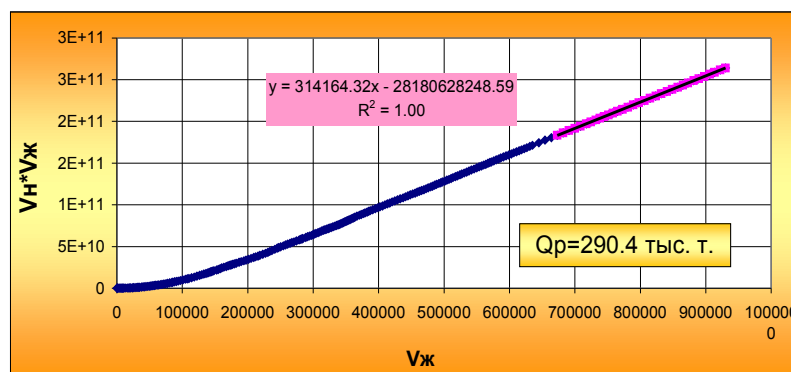


Рис. 9. Метод Камбарова (модифицированный метод). Скважина № 4485

Устойчивая работа добывающей скважины с низкой интенсивностью обводнения характеризует высокую текущую нефтенасыщенность в её области питания.

В табл. 2 представлены результаты анализа выработки запасов нефти и входные показатели по боковым стволам (взяты за полный месяц работы скважин).

Двенадцать боковых стволов характеризуются текущими потенциально извлекаемыми запасами (Q_p) более 200 тыс. т, 15, напротив, менее 200 тыс. т. Две скважины (2246Л и 2247Л) являются некондиционными, нет работающих окружающих добывающих скважин на дату ввода бокового ствола.

Таблица 2. Результаты анализа выработки запасов нефти по окружающим скважинам на момент ввода бокового ствола в эксплуатацию

№ бокового ствола	Суммарный отбор нефти по району на дату ввода БС, тыс. т.	Входные показатели БС			Q_p по району на дату ввода БС, тыс. т.	Q_p текущие по району на дату ввода БС, тыс. т.	Дата ввода в эксплуатацию БС (месяц/год)	Положение в разрезе эффективной нефтенасыщенной толщины пласта
		Дебит нефти, (т/сут)	Дебит жидкости, (т/сут)	Доля воды в продукции, %				
3322Л	140,6	7,7	94,6	91,9	202	61,3	2,2	Середина
3133Л	860,2	5	11,8	57,6	997	136,7	3,2	Кровля с отступом
2650Л	221,8	19	93,9	79,8	373,6	151,8	1,2	Кровля
2653Л	180,4	7,4	15,2	51,4	260,7	80,3	3,2	Кровля
2113Л	255,7	22,5	30,4	26	381	125,3	3,2	Кровля
1811Л	226,6	8,6	140,7	93,9	343,9	117,2	8,2	Кровля
81603Л	359,8	12,2	17,1	28,3	504,1	144,3	10,2	Середина
1529Л	1144,9	18,3	49,4	62,9	1306,1	161,2	1,2	Кровля с отступом
1826Л	1279,7	9	89,4	89,9	1646,1	366,4	5,2	Середина
1899Л	1113,3	106,3	189,8	44	1377,7	264,4	5,2	Середина
1830Л	721,9	25,4	307,4	91,8	969,1	247,2	7,2	Середина
2215Л	687,9	4,3	59,9	92,8	982,3	294,4	1,2	н/д
1832Л	233,2	7,7	243,6	96,9	302,8	69,6	6,2	Кровля с отступом
1840Л	1691,3	37,1	149,2	75,2	1951,2	260	5,2	Середина
1699Л	532,2	18,4	31	40,5	655,2	123	8,2	Кровля
4371Л	411,4	34	37,5	9,2	637,7	226,3	8,2	Кровля
1776Л	690,6	8,2	58,8	86,1	870,1	179,5	3,2	Кровля с отступом
4493Л	998,3	38,7	72,7	46,7	1238,1	239,8	7,2	Середина
1847Л	909,9	69	72,4	4,7	1140,8	230,8	5,2	Кровля с отступом
214Л	445,4	6,7	255,9	97,4	547,9	102,5	6,2	Середина
8646Л	1901	71,2	77,5	8,1	2148,5	247,5	6,2	Кровля с отступом
8650Л	945,5	7	22,3	68,5	1087,4	141,9	1,2	Кровля
2288Л	774,2	37,8	49	22,8	884,7	110,4	9,2	Кровля
2411Л	1045,8	25,1	143,6	82,5	1253,3	207,5	12,2	Кровля
2290Л	1312,2	17,7	111,1	84,1	1476,7	164,5	7,2	Середина
2413Л	1006,7	42,3	114,1	62,9	1232,9	226,2	7,2	Подшва
2246Л	25,2	83,3	89,4	6,9	н/д	н/д	8,2	Кровля с отступом
2247Л	32,1	35	104,3	66,4	н/д	н/д	1,2	Кровля
4065Л	347,1	24,9	44,5	43,9	664,6	317,5	1,2	Кровля

Данные анализа (рис. 10, табл. 3 - 4) свидетельствуют о том, что входной показатель (дебит нефти) по боковому стволу зависит не только от плотности текущих подвижных запасов нефти, но и от суммарной величины текущих потенциально извлекаемых запасов нефти по зонам дренирования окружающих зону бурения бокового ствола добывающих скважин. При суммарном значении Q_p более 200 тыс. т. входной дебит нефти превысил 20 т/сут. (достоверность 83,3 %). При значении Q_p менее 200 тыс. т. входной дебит нефти составил менее 20 т/сут. (достоверность 86,7 %). Данное обстоятельство позволяет выделить условную границу технологической эффективности (дебит нефти равен или более 20 т/сут.) будущих проектных боковых стволов.

Предварительный анализ выработки запасов нефти (расчет Q_p , текущих Q_p , начальных и текущих извлекаемых запасов нефти (НИЗ и ТИЗ) по проектным зонам дренирования скважин) относится ко второму этапу проектирования бурения второго ствола.

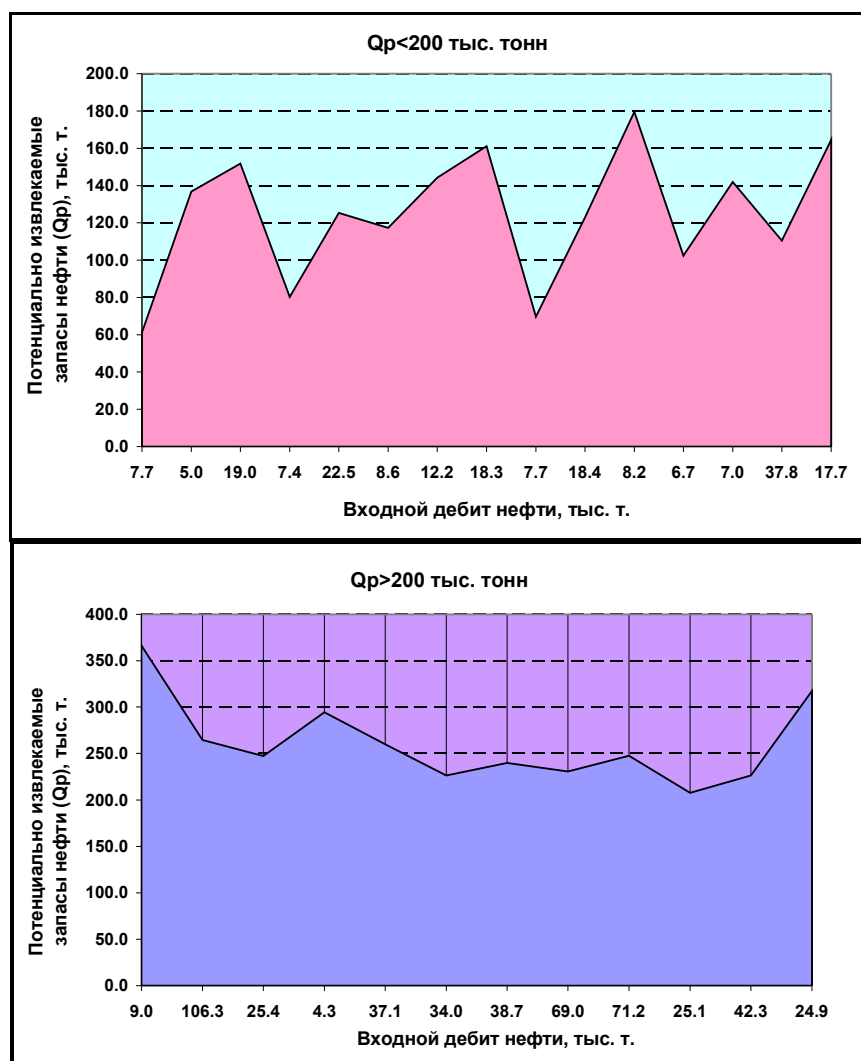


Рис. 10. Сравнение входного дебита нефтис текущими потенциально извлекаемыми запасами нефти по выделенным районам

Табл. 3. Скважины с текущими Q_p более 200 тыс. т на дату ввода фактически пробуренных боковых стволов в эксплуатацию

№ бокового ствола	Дебит нефти, т/сут	Q_p , тыс. т.
1826Л	9.0	366.4
1899Л	106.3	264.4
1830Л	25.4	247.2
2215Л	4.3	294.4
1840Л	37.1	260.0
4371Л	34.0	226.3
4493Л	38.7	239.8
1847Л	69.0	230.8
8646Л	71.2	247.5
2411Л	25.1	207.5
2413Л	42.3	226.2
4065Л	24.9	317.5

Табл. 4. Скважины с текущими Q_p менее 200 тыс. т на дату ввода фактически пробуренных боковых стволов в эксплуатацию

№ бокового ствола	Дебит нефти, т/сут	Q_p , тыс. т.
3322Л	7.7	61.3
3133Л	5.0	136.7
2650Л	19.0	151.8
2653Л	7.4	80.3
2113Л	22.5	125.3
1811Л	8.6	117.2
81603Л	12.2	144.3
1529Л	18.3	161.2
1832Л	7.7	69.6
1699Л	18.4	123.0
1776Л	8.2	179.5
214Л	6.7	102.5
8650Л	7.0	141.9
2288Л	37.8	110.4
2290Л	17.7	164.5

Все введенные в эксплуатацию боковые стволы были пробурены в зоны повышенной плотности текущих подвижных запасов нефти, однако по ряду БС входной показатель по нефти не является технологически эффективным (менее 20 т/сут.). Комплексное рассмотрение первичного (плотность текущих подвижных запасов нефти) и вторичного (Q_p) критериев позволило установить, что высокая плотность запасов нефти (ГГДМ объекта) в совокупности с достаточной величиной Q_p (метод статистической обработки геолого-промысловой информации) позволяет обусловить технологическую эффективность бокового ствола (20 и более

т/сут.) с достоверностью 83,3 %. Обратный результат предопределяет отрицательный исход с достоверностью 86,7 %.

Следующим шагом анализа является оценка положения горизонтального участка бокового ствола в разрезе эффективной нефтенасыщенной толщины пласта (табл. 2).

Общее количество технологически эффективных боковых стволов – 14 ед., горизонтальный участок которых проведен по:

- Середине пласта (4 ед.);
- Кровле пласта без отступа (6 ед.);
- Кровле пласта с отступом (3 ед.);
- Подошве пласта (1 ед.).

Общее количество технологически неэффективных боковых стволов – 15 ед., горизонтальный участок которых проведен по:

- Середине пласта (5 ед.);
- Кровле пласта без отступа (5 ед.);
- Кровле пласта с отступом (4 ед.);
- нет данных (1 ед.).

Результаты позволяют сделать вывод о том, что положение бокового ствола в разрезе эффективной нефтенасыщенной толщины пласта не относится к первичным критериям при проектировании из-за неоднозначности результата. Вопрос данного рода относится к третьему этапу проектирования – секторному геолого-гидродинамическому моделированию.

Для скважин, характеризующихся длительным периодом эксплуатации с коротким периодом обводнения, расчет начальных и текущих потенциально извлекаемых запасов нефти (в рамках второго этапа) не является актуальным. В этом случае необходимо производить расчеты НИЗ и ТИЗ.

Расчет геологических запасов нефти производится объемным методом [2]. Проектная площадь дренирования скважин залежи рассчитывается из диаграммы Вороного [3, 4]. Диаграмма позволяет с учетом максимального радиуса дренирования скважин (определяется по проектной сетке скважин), их взаимного расположения, геометрии залежи и контуров нефтеносности визуализировать и рассчитать проектную область питания скважин. По области дренирования вычисляется площадь дренирования i -ой скважины.

Потенциальный коэффициент охвата пласта рассчитывается по методике В.А. Бадьянова [5], являющейся одной из распространенных методик определения коэффициента охвата пласта воздействием. Для определения коэффициента начальной нефтегазонасыщенности используются результаты интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС). Коэффициент остаточной нефтегазонасыщенности определяется на основании петрофизических исследований керна.

Для примера приведена третья залежь эксплуатационного объекта АВ₆ Ватгганского месторождения, который отличается низкой степенью разбуренности. Метод характеристик вытеснения не позволяет произвести корректную оценку текущей локализации остаточных запасов нефти. По залежи начальным этапом анализа являлся расчет НИЗ нефти (рис. 11).

На рис. 12 представлена карта накопленных отборов жидкости и закачки воды на фоне карты начальных извлекаемых запасов нефти. Расчет охвата пласта дренированием конкретными скважинами оценен с использованием метода характеристик вытеснения (табл. 1).

Верность расчета начальных извлекаемых запасов нефти зависит от результатов интерпретации ГИС, начального определения таких параметров как: коэффициент начальной нефтегазонасыщенности, пористости, эффективной нефтенасыщенной толщины пласта.

Выявленные зоны ТИЗ нефти позволяют рассматривать их как потенциальные районы для ЗБС, требующие корреляции с фильтрационной моделью объекта АВ₆.

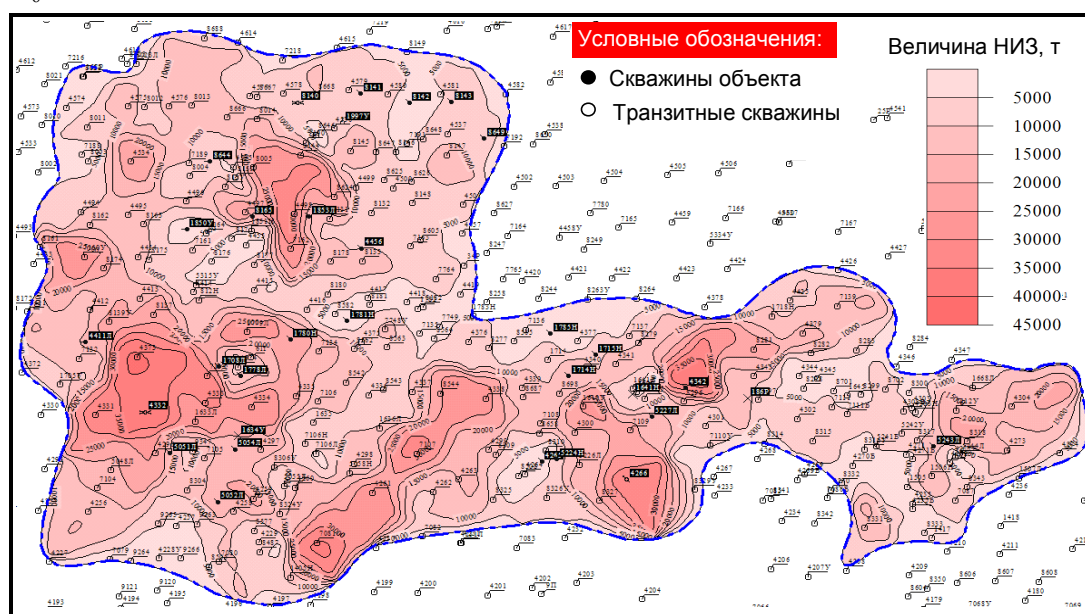


Рис. 11. Объект АВ₆. Залежь 3. Карта начальных извлекаемых запасов нефти

Комплексное использование методов статистики и ГГДМ обуславливает определенную схему анализа (рис. 13).

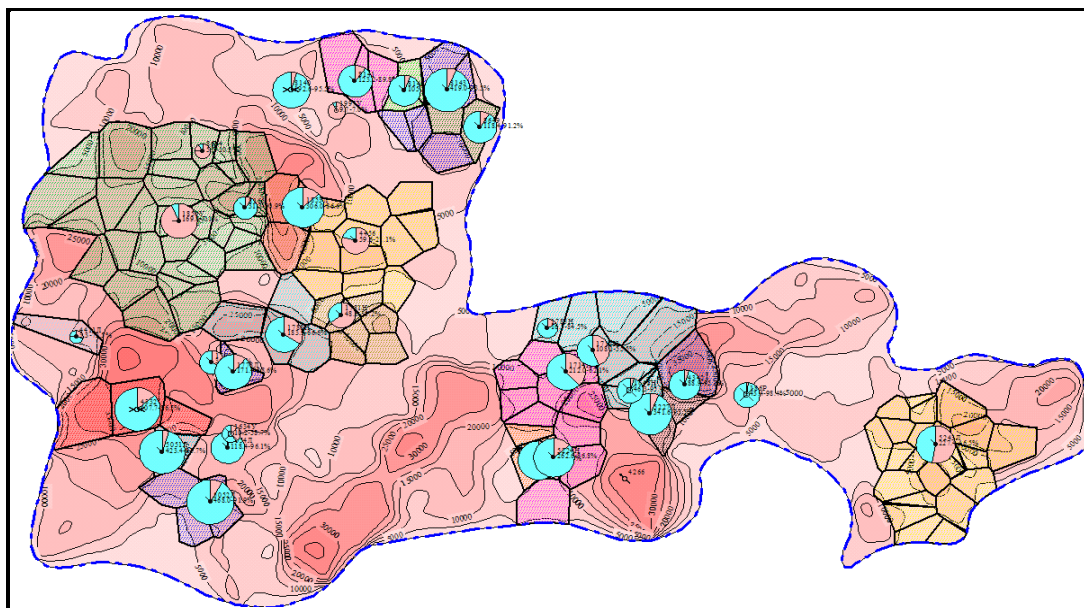


Рис. 12 Объект АВ₆. Залежь 3. Карты начальных извлекаемых запасов нефти, накопленных отборов жидкости и закачки воды с областями дренирования добывающих скважин

На начальном этапе (этап I) производится выбор i -го участка планирования ГТМ, который основан на плотностном распределении подвижных запасов нефти последней актуализированной геолого-гидродинамической модели i -го эксплуатационного объекта или модели, выполненной в рамках последнего утвержденного проектного документа на разработку.

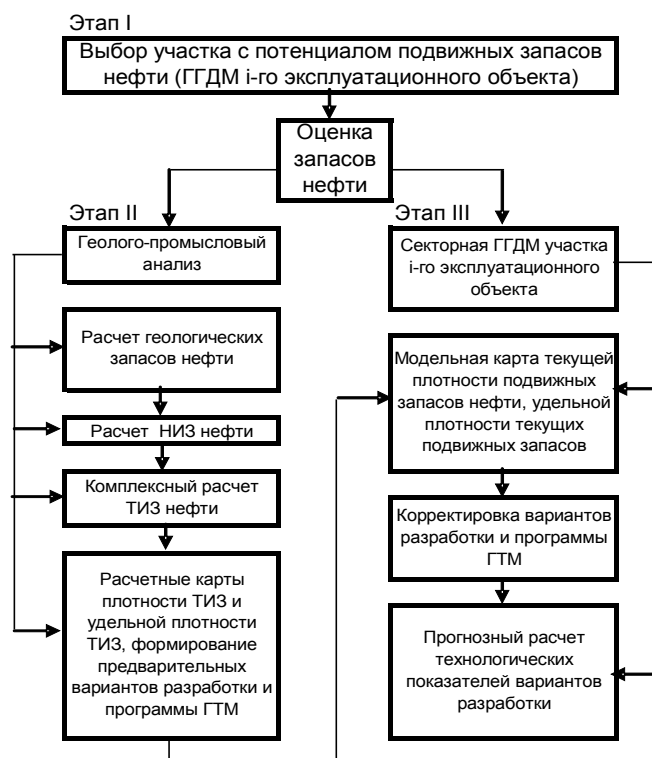


Рис. 13 Схема подхода к анализу выработки запасов нефти

В рамках второго этапа производится оценка зон концентрации текущих подвижных запасов нефти (фильтрационная модель эксплуатационного объекта) методом статистической обработки геолого-промысловой информации. Оценка в рамках этапа предусматривает два типа анализа выработки запасов нефти скважинами участка: расчет текущих потенциально извлекаемых запасов или текущих извлекаемых запасов нефти с учетом фактического отбора нефти.

Этапы I и II позволяют обосновать выбор скважин-кандидатов под ЗБС и, как следствие, участка для секторного геолого-гидродинамического моделирования, являющегося финальной стадией (этап III) проектирования ЗБС.

К первичному фактору (критерию) при проектировании бокового ствола относится плотность текущих подвижных запасов нефти фильтрационной модели эксплуатационного объекта. Фактор используется для предварительного выбора участка проектирования.

К вторичному фактору (критерию) относится величина текущих потенциально извлекаемых запасов или величина текущих извлекаемых запасов нефти. Критерий используется для дополнительного (промежуточного) анализа выделенных участков с высокой модельной плотностью текущих подвижных запасов нефти фильтрационной модели объекта.

Комплексное использование данных критериев с корреляцией положительных результатов обуславливает обоснованность выбора участка для секторного геолого-гидродинамического моделирования, позволяющего произвести расчет технологической эффективности бокового ствола и окончательно определить его необходимость и технологическую эффективность.

Выводы

1. В рамках статьи приводится обоснование результативности комплексного использования методов геолого-гидродинамического моделирования и статистической обработки геолого-промысловой информации в рамках проектирования ЗБС, на примере объекта АВ₁₋₃ Ватьеганского месторождения.

2. Плотность текущих подвижных запасов нефти фильтрационной модели объекта в совокупности с достаточной величиной текущих потенциально извлекаемых запасов нефти позволяет снизить вероятность низкой технологической эффективности бокового ствола.

3. Для объекта АВ₁₋₃ на основании анализа фактически пробуренных боковых стволов с горизонтальным типом заканчивания выделена условная граница технологической эффективности.

4. Представлена общая схема подхода к анализу выработки запасов нефти в рамках проектирования разработки пласта боковыми стволами, приведены кри-

терии выбора участков для секторного геолого-гидродинамического моделирования, определена их роль и последовательность в этапе проектирования.

Литература

1. Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. Учеб. пособие. Ижевск: Удмуртский университет, 2008. 147 с.
2. Амелин И.Д., Бадьянов В.А., Вендельштейн Б.Ю. и др. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник. Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана. М.: Недра, 1989. 270 с.
3. Скворцов А.В. Триангуляция Делоне и ее применение. Томск: Томский университет, 2002. 128 с.
4. Карабцев С.Н., Рейн Т.С., Стуколов С.В. Реализация эффективного алгоритма построения диаграмм Вороного на плоскости // Труды V Всероссийской научно-практической конференции «Недра Кузбасса. Инновации». Кемерово: ИНТ, 2006. С. 114 - 120.
5. Бадьянов В.А. Методы прогнозирования коэффициентов охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений // Нефть и газ Тюмени, № 9, 1971. С. 38 - 42.

**OIL RESERVOIR DEPLETION ESTIMATION CRITERIA
TO SELECT THE AREA FOR SECTOR GEOLOGICAL HYDRODYNAMIC
MODELLING WITHIN THE SIDE TRACKING DESIGN
BY EXAMPLE OF VATIEGAN OIL FIELD**

Elenets A.A.

«KogalimNIPIneft», Tyumen, Russia

e-mail: ElenetsAA@tmn.lukoil.com

Dergunov I.A.

«Verhnechonskneftegaz», Irkutsk, Russia

Abstract. Actual technological effectiveness of the side tracking depends not only on the model effectiveness but also on the location, selected at the preliminary stage of sector modeling. At the initial stage of the side tracking from well-candidate projecting low modeling technological effectiveness probability can be reduced by preliminary analysis of oil reserves elaboration at the area of target wells. In the thesis the explanation of effectiveness for complex use of geologic and hydrodynamic modeling methods and statistic geological and production data workover are presented. Complex use of analysis methods allows a more well-grounded selection of locations for sector geologic and hydrodynamic modeling and as a result an expanded approach to planning of such activity as side tracking.

The topic urgency is grounded by lack of the unified approach to the planning of productive oil formation development with side tracking.

Key words: side tracking, planning, approach, oil reserves *recovery*, potentially produced oil reserves, initial recoverable reserves

References

1. Savel'ev V.A., Tokarev M.A., Chinarov A.S. Geologo-promyslovye metody prognoza nefteotdachi. Ucheb. Posobie (Geological-field methods for predicting oil recovery). Izhevsk: Udmurtsk University, 2008. 147 p.
2. Amelin I.D., Bad'yanov V.A., Vendel'shtein B.Yu. et al. Podschet zapasov nefi, gaza, kondensata i soderzhashchikhsya v nikh komponentov: Spravochnik. (Estimation of reserves of crude oil, gas, condensate and components: Handbook). Under ed. V.V. Stasenkov, I.S. Gutman. M.: Недра, 1989. 270 p.
3. Skvortsov A.V. Triangulyatsiya Delone i ee primenenie. (Delaunay triangulation and its application). Tomsk: Tomsk university, 2002. 128 p.
4. Karabtsev S.N., Rein T.S., Stukolov S.V. Realizatsiya effektivnogo algoritma postroeniya diagramm Voronogo na ploskosti (The implementation of an efficient algorithm for constructing Voronoi diagrams in the plane) in *Trudy V Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii "Nedra Kuzbassa. Innovatsii"* (Proceedings of V all-Russian sci.-pract. conf. "The mineral resources of Kuzbass. Innovations"). Kemerovo: INT, 2006, pp. 114 - 120.

5. Bad'yanov V.A. Metody prognozirovaniya koeffitsientov okhvata vozdeistviem preryvistykh plastov pri razrabotke neftyanykh mestorozhdenii (Methods of forecasting the coverage ratios by impact of discontinuous formations in the oilfield development). *Neft' i gaz Tyumeni*, Issue 9, 1971, pp. 38 - 42.

