

УДК 622.276.031:531.5

А.А. Еленец, м.н.с., Филиал ООО «ЛУКОЙЛ–Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», e-mail: ElenetsAA@tmn.lukoil.com; **М.Р. Дулкарнаев**, начальник ОРН и ГМ, ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» ТПП «Когалымнефтегаз»; **В.А. Коротенко**, Тюменский государственный нефтегазовый университет

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛЬНОЙ ЗОНЫ БУРЕНИЯ ВТОРОГО СТВОЛА С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ТИПОМ ЗАКАНЧИВАНИЯ В РАМКАХ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ЭТАПА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основным инструментом обоснования технологической эффективности бурения второго ствола является секторная геолого-гидродинамическая модель участка залежи объекта разработки, процесс создания которой является трудоемким, а результат, в определенных случаях, неоднозначным. Актуальным вопросом остается эффективное обоснование выбора потенциальных зон для бурения вторых стволов на предварительном этапе проектирования, до создания секторной модели участка залежи.

В настоящее время большинство крупных месторождений Западной Сибири вступило в позднюю стадию разработки, которая характеризуется значительной выработкой запасов нефти, высокой обводненностью продукции и большим числом неработающих скважин. Для наиболее полной выработки остаточных запасов и поддержания стабильного уровня добычи нефти месторождений применяются методы увеличения нефтеотдачи. К данной группе методов относится такое геолого-техническое мероприятие (ГТМ), как бурение вторых стволов (БВС). На текущий момент обоснование технологической эффективности проектных боковых стволов производится с использованием секторной геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) *i*-го участка залежи, которая обладает большей детализацией всей геолого-промысловой информации по сравнению с гидродинамической моделью всего эксплуатационного объекта (ЭО). Начальный выбор потенциальных зон для бурения боковых стволов (БС)

основывается на текущей локализации подвижных запасов нефти, выявленной с использованием общей гидродинамической модели объекта. Ввиду того что общая и секторная гидродинамические модели различаются между собой степенью детальности геологической основы, существует риск несовпадения зон локализации текущих подвижных запасов нефти. Вполне оправданной необходимостью является проведение оценки выработки запасов нефти на этапе предварительного выбора потенциальных зон для БВС, дополнительно к результатам общего гидродинамического моделирования ЭО. На примере Ватьеганского нефтяного месторождения, являющегося одним из уникальных нефтяных месторождений Западной Сибири, рассмотрен способ оценки и предварительного обоснования потенциальных зон БВС для последующего создания секторной ГГДМ участка залежи нефтяного месторождения.

Основным эксплуатационным объектом Ватьеганского нефтяного месторождения является объект АВ₁₋₃, пребывающий в разработке с 1984 г. Объект АВ₁₋₃ имеет обширные водонефтяные зоны и высокую неоднородность по проницаемости в разрезе эффективной нефтенасыщенной толщины пластов. Основным видом ГТМ по разработке зон остаточной нефтенасыщенности является бурение вторых стволов с горизонтальным типом заканчивания, позволяющих продлить период эксплуатации с меньшей долей воды в продукции и воздействовать на отдельные, наименее выработанные интервалы. Для анализа геологической информации в совокупности с фактическими технологическими показателями боковых стволов, введенных в эксплуатацию за предшествующий период разработки, рассмотрены следующие задачи:

1. Оценка эффективности боковых стволов относительно плотности текущих подвижных запасов нефти, полученной

посредством общей ГГДМ эксплуатационного объекта АВ₁₋₃;

2. Оценка эффективности боковых стволов относительно фациальных особенностей объекта АВ₁₋₃;

Бурение вторых стволов с горизонтальным типом заканчивания на объект АВ₁₋₃ осуществлялось с января 2003 г. В период 01.01.2003–01.07.2011 г., относящийся к третьей стадии разработки эксплуатационного объекта, введено в эксплуатацию на нефть 76 боковых стволов.

Практически все введенные в эксплуатацию боковые стволы были пробурены в зоны с относительно высокой плотностью текущих подвижных запасов нефти (рис. 1). Данный факт оценен с использованием общей ГГДМ эксплуатационного объекта АВ₁₋₃. Исходя из фактических показателей, реконструированные скважины разделены на две группы.

К первой отнесены БС, фактические результаты которых оправдали модельные расчеты, дебит нефти по факту каждой скважины составил более 20 т/сут. Ко второй группе отнесены БС, модельные расчеты по которым не подтвердились фактическими результатами, дебит нефти каждой скважины составил менее 20 т/сут., несмотря на относительно высокую плотность текущих подвижных запасов нефти в зоне бурения (рис. 1). В пластах объекта АВ₁₋₃ в рамках дополнения к проекту разработки [1] выделено семь различных типов разреза пластов АВ₁₋₂ и АВ₃, заметно различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) и запасам нефти. Первые типы разреза (1–4) относятся к высокопродуктивным зонам, а разрезы с 5–7 типом – к низкопродуктивным.

Анализ технологической эффективности боковых стволов относительно фациальных особенностей объекта АВ₁₋₃ свидетельствует о том, что практически все БС были пробурены в относительно благоприятные зоны с первыми четырьмя типами разреза. Доля скважин, по которым недостижение планируемых дебитов по жидкости и нефти обусловлено геологической особенностью (низкая проницаемость коллектора), составляет около 13%.

Для получения вывода о влиянии степени отбора от начальных извлекаемых запасов нефти (НИЗ) в целом по участку на величину входного дебита нефти БС

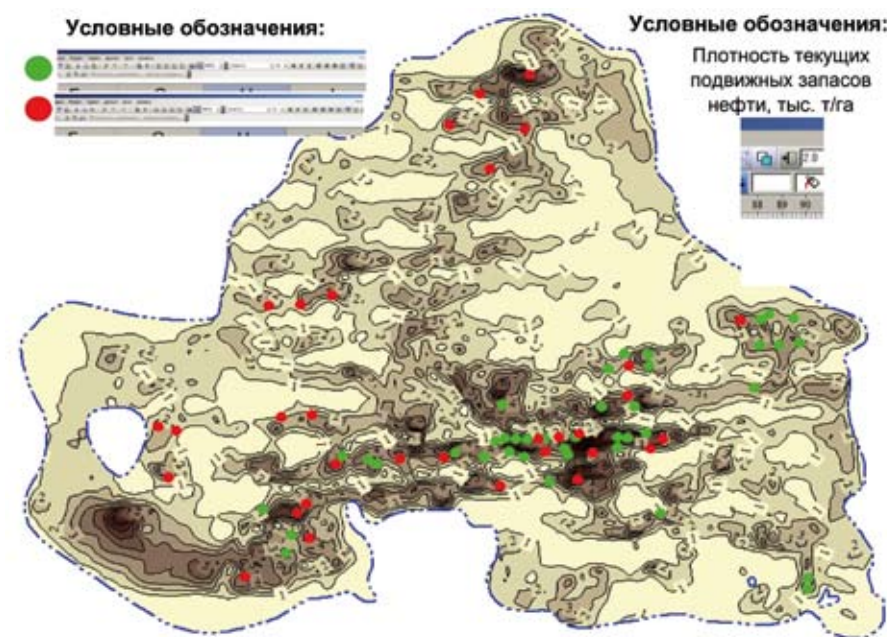


Рис. 1. Карта текущих подвижных запасов нефти со схемой расположения БС, введенных в эксплуатацию до 01.07.2011 г.

рассмотрена часть реконструированных скважин (43,4%), введенных в эксплуатацию в последующий, относительно даты выполнения работы [1], период, а именно – после 2008 г.

По 42,4% скважин данной группы входной дебит по нефти каждой скважины составил более 20 т/сут., при этом средний отбор от НИЗ в целом по участкам составил около 80% (рис. 2).

Оценка отбора от НИЗ в целом по участку не является достаточной для предварительного обоснования выбора зон для бурения вторых стволов и требует дополнительного анализа, исполь-

зования критериев более локальной оценки.

Для определения и обоснования критериев оценки, характеризующих степень выработки запасов нефти в локальных зонах на момент ввода в эксплуатацию фактических БС, выделены районы из непосредственно окружающих боковой ствол добывающих скважин.

- На начальной стадии анализа по каждой окружающей боковой ствол добывающей скважине был произведен расчет текущих потенциально извлекаемых запасов нефти ($Q_p(t)$) с помощью метода характеристик вытес-

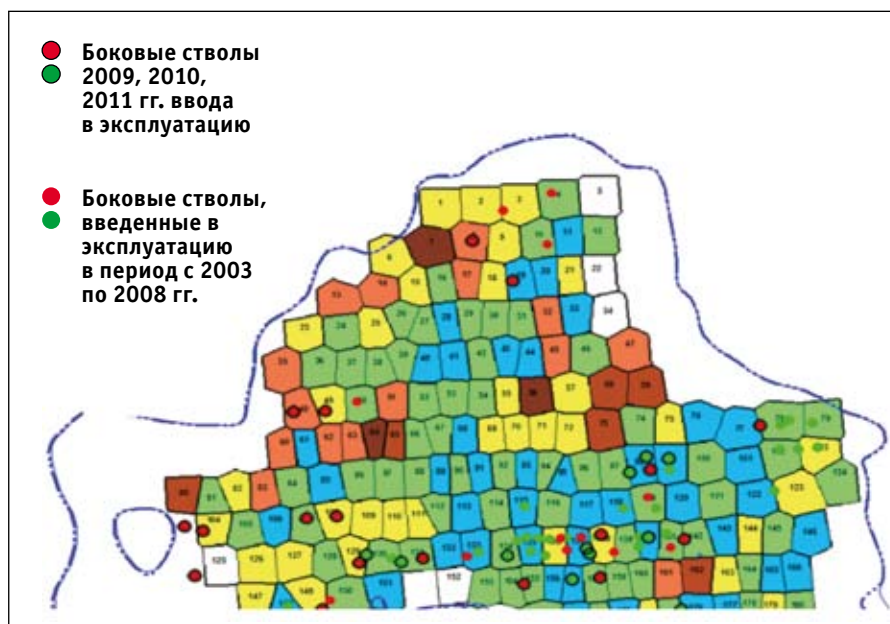


Рис. 2. Карта доли отбора от НИЗ на 01.01.2009 г. Схема эффективности боковых стволов, введенных в эксплуатацию в период до июля 2011 г.

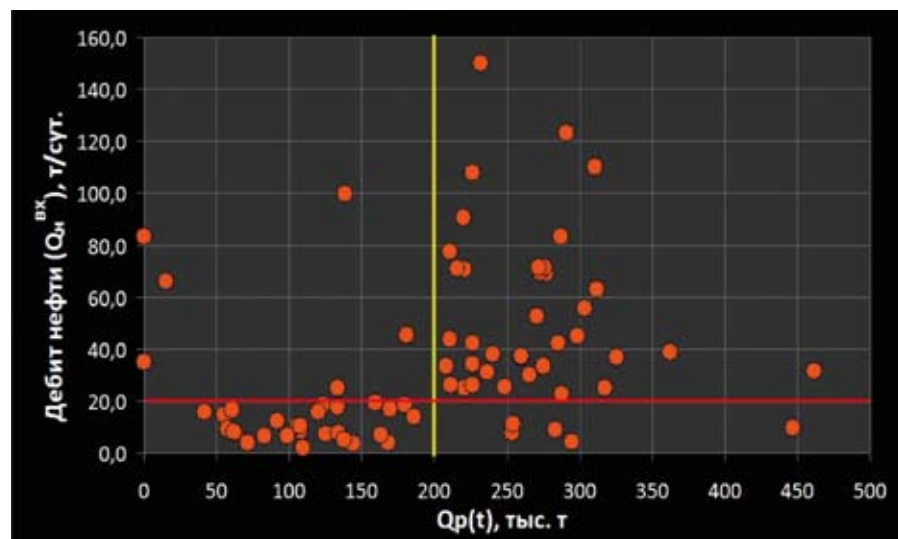


Рис. 3. Области распределения входного дебита нефти и $Q_p(t)$ по району на момент ввода БС в эксплуатацию

нения (Назарова-Сипачева, Максимова, Сазонова, Пирвердяна, Камбарова) для заданного предельного значения обводненности –98% [2]. В качестве выходного значения использовалась средняя величина, при этом исключались наиболее высокое и (или) низкое значения $Q_p(t)$.

42 боковых ствола на момент ввода в эксплуатацию характеризуются $Q_p(t)$ по району бурения суммарно по окружающим скважинам – более 200 тыс. т; 34 ствола, напротив, – менее 200 тыс. т (рис. 3).

Возможность объединения скважин в группы, в зависимости от величины $Q_p(t)$, сравнение технологической эффективности БС, обусловлено тем обстоятельством, что практически все пробуренные боковые стволы расположены в достаточно равных условиях, в зонах с первыми четырьмя типами разреза, являющихся достаточно продуктивными.

Предварительный результат, представленный на рисунке 3, подлежит дифференцированному разложению для определения некондиционных данных и более локального объединения скважин в группы.

При суммарном текущем значении $Q_p(t)$ по району на момент ввода БС в эксплуатацию более 200 тыс. т входной дебит нефти БС по факту превысил 20 т/сут. (достоверность данного утверждения составила 88,1%).

По группе из пяти скважин, несмотря на высокое текущее значение $Q_p(t)$, входной дебит по нефти явился отно-

сительно низким. Основной причиной стал выбор более проницаемого интервала эффективной нефтенасыщенной толщины пласта для проводки горизонтального участка БС. В двух скважинах из данной группы отмечено нарушение герметичности эксплуатационной колонны. С учетом данных причин скважины являются некондиционными и из информативной базы в дальнейшем исключены.

При текущей величине потенциально извлекаемых запасов нефти, рассчитанной суммарно по району и составляющей менее 200 тыс. т, входной дебит нефти БС составил менее 20 т/сут. (достоверность данного утверждения составила 82,4%). На оставшийся процент приходятся БС, по которым входной дебит нефти превысил 20 т/сут., несмотря на низкие $Q_p(t)$.

Низкое значение $Q_p(t)$ по району может быть обусловлено не только высокой выработкой запасов нефти в анализируемой зоне, но и преждевременным обводнением по высокопроницаемым каналам пласта от нагнетательных скважин, высокой активностью подошвенной воды, межпластовыми перетоками и другими причинами.

Недостатком метода характеристик вытеснения, используемого для оценки потенциальной зоны БВС, является то обстоятельство, что метод не позволяет учесть «недоотбор» проектных НИЗ в зонах с низким отбором нефти.

• Следующим этапом геолого-промыслового анализа является расчет отбора от проектных НИЗ по окружаю-

щим добывающим скважинам на момент ввода БС в эксплуатацию.

Расчет геологических запасов нефти производился объемным методом [3]. Проектная площадь дренирования окружающих скважин на момент ввода фактических БС в эксплуатацию рассчитывалась из диаграммы Вороного [4]. Потенциальный коэффициент охвата пласта рассчитывался по методике В.А. Бадьянова [5], являющейся одной из распространенных методик определения коэффициента охвата пласта воздействием.

Анализ отбора от проектных НИЗ по окружающим скважинам для случаев низкой величины $Q_p(t)$ позволил получить вывод о том, что по тем боковым стволам, по району которых отбор от проектных НИЗ составил более 60%, дебит нефти не превысил 20 т/сут.

При единственном использовании методики расчета отбора от проектных НИЗ для оценки потенциальной зоны бурения БС недостатком является то обстоятельство, что по окружающим скважинам не учитываются запасы нефти, вытесненные (вытесняемые) нагнетательными скважинами. В ряде случаев при расчетах данного рода возникает перебор проектных НИЗ добывающими скважинами. Данная ситуация характерна для зон стягивания.

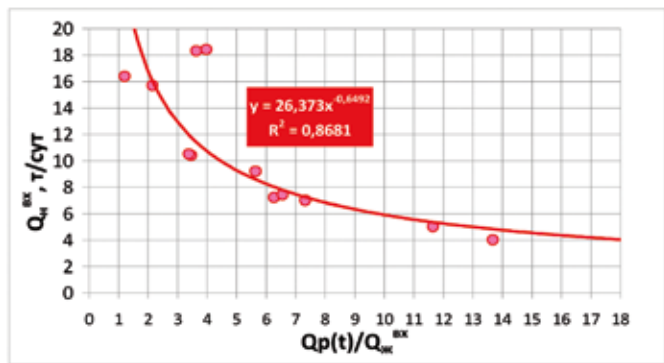
Для более локальной оценки потенциальной зоны бурения проектного БС выбраны такие критерии, как отбор от проектных НИЗ ($НИЗ_{пр}$) и суммарная величина $Q_p(t)$, которые рассматриваются в комплексе, что, в свою очередь, позволяет взаимно компенсировать недостатки обоих методов при оценке потенциальной зоны БВС.

С учетом возможности сравнения и обоснованности комплексного использования рассмотренных критериев все фактические боковые стволы разделены на три группы по следующим общим условиям:

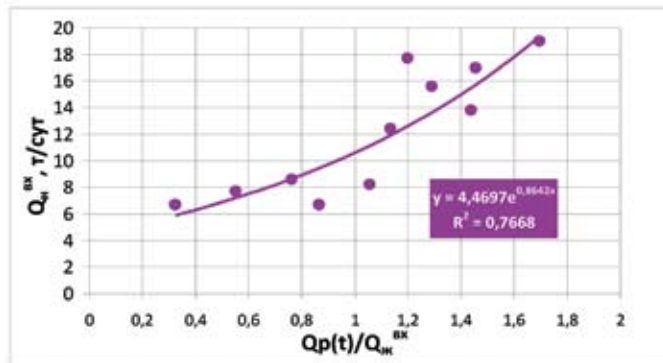
$$Q_p(t) < 200 \text{ тыс. т, отб. от } НИЗ_{пр} > 60\%, \\ Q_n^{вх} < 20 \text{ т/сут. (26 из 26 скв.)} \quad (1)$$

$$Q_p(t) > 200 \text{ тыс. т, отб. от } НИЗ_{пр} > 60\%, \\ Q_n^{вх} > 20 \text{ т/сут. (37 из 37 скв.)} \quad (2)$$

$$Q_p(t) < 200 \text{ тыс. т, отб. от } НИЗ_{пр} < 60\%, \\ Q_n^{вх} > 20 \text{ т/сут. (6 из 6 скв.)} \quad (3)$$

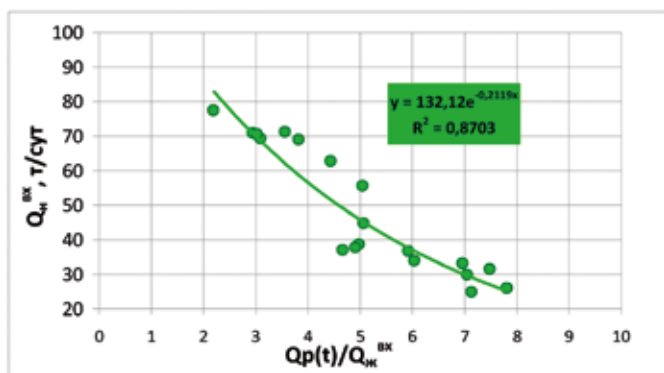


$Q_p(t) < 200$ тыс.т, отб. от НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} < 50$ т/сут, $Q_{н}^{вх} < 20$ т/сут. (1.1)

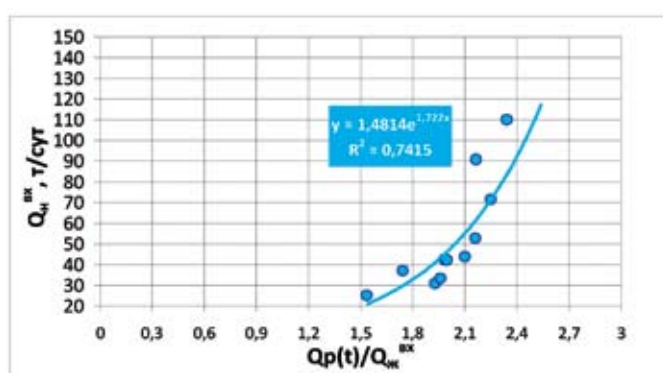


$Q_p(t) < 200$ тыс.т, отб. от НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} > 50$ т/сут, $Q_{н}^{вх} < 20$ т/сут. (1.2)

Рис. 4. Зависимость $Q_{н}^{вх}$ от $Q_p(t)/Q_{ж}^{вх}$ по условиям (1.1) и (1.2)



$Q_p(t) > 200$ тыс.т, отб. от НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} 20-100$ т/сут, $Q_{н}^{вх} > 20$ т/сут (2.1)



$Q_p(t) > 200$ тыс.т, отб. от НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} 100-150$ т/сут, $Q_{н}^{вх} > 20$ т/сут (2.2)

Рис. 5. Зависимость $Q_{н}^{вх}$ от $Q_p(t)/Q_{ж}^{вх}$ по условиям (2.1) и (2.2)

Входной дебит нефти проектного бокового ствола ($Q_{н}^{вх}$) зависит не только от суммарной величины $Q_p(t)$, текущих извлекаемых запасов нефти по району его бурения, но и от ФЕС коллектора в зоне бурения, характеризующих потенциальный дебит жидкости.

С целью получения зависимости с входным дебитом нефти БС осуществлена дифференциация общих условий (1), (2) и (3). В зависимости от входного дебита жидкости ($Q_{ж}^{вх}$) и $Q_p(t)$, общее условие (1) разделено на частные (1.1) и (1.2).

$Q_p(t) < 200$ тыс. т, отб. от НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} < 50$ т/сут, $Q_{н}^{вх} < 20$ т/сут. (1.1)

$Q_p(t) < 200$ тыс. т, отб. от НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} > 50$ т/сут, $Q_{н}^{вх} < 20$ т/сут. (1.2)

На рисунке 4 представлены зависимости $Q_{н}^{вх}$ БС от безразмерного отношения $Q_p(t)/Q_{ж}^{вх}$ (обезразмерено путем деления на сут.) по условиям (1.1) и (1.2).

Аналогичным образом осуществлена дифференциация общего условия (2), позволившая получить частные (2.1),

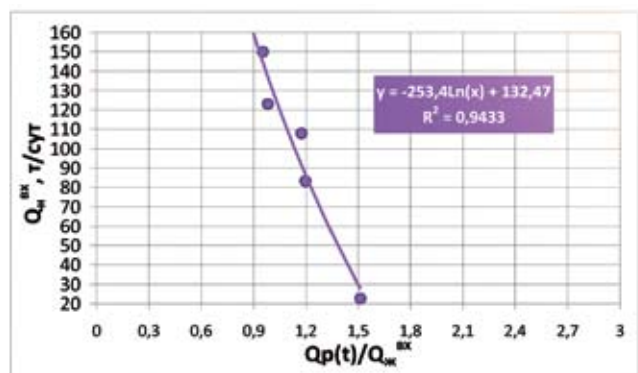
(2.2) и (2.3). Графические результаты представлены на рисунках 5 и 6.

$Q_p(t) > 200$ тыс. т, отб. НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} 20-100$ т/сут, $Q_{н}^{вх} > 20$ т/сут. (2.1)

$Q_p(t) > 200$ тыс. т, отб. НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} 100-150$ т/сут, $Q_{н}^{вх} > 20$ т/сут. (2.2)

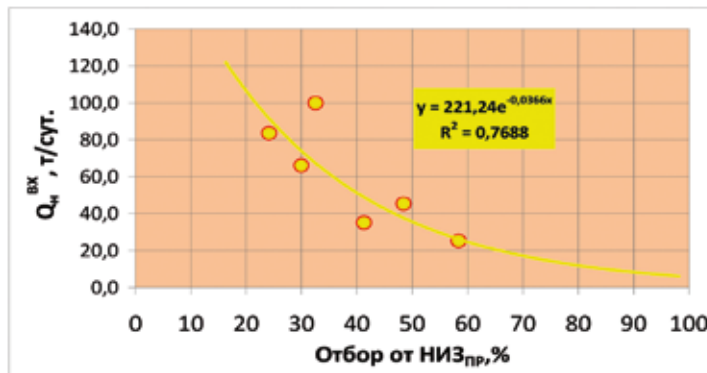
$Q_p(t) > 200$ тыс. т, отб. НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} > 150$ т/сут, $Q_{н}^{вх} > 20$ т/сут. (2.3)

Группа скважин общего условия (3) ограничена частным (3.1):



$Q_p(t) > 200$ тыс.т, отб. от НИЗ_{пр} >60%, $Q_{ж}^{вх} > 150$ т/сут, $Q_{н}^{вх} > 20$ т/сут (2.3)

Рис. 6. Зависимость $Q_{н}^{вх}$ от $Q_p(t)/Q_{ж}^{вх}$ по условию (2.3)



$Q_p(t) < 200$ тыс.т, отб. от НИЗ_{пр} <60%, $Q_{ж}^{вх} > 60$ т/сут, $Q_{н}^{вх} > 20$ т/сут (3.1)

Рис. 7. Зависимость $Q_{н}^{вх}$ от отбора проектных НИЗ по условию (3.1)

Таблица 1. Численные значения критериев оценки, основные технологические показатели БС, введенных в эксплуатацию с июля по октябрь 2011 г.

№	$Q_p(t)$, тыс. т	Отбор от НИЗ _{пр} , %	$Q_{н\text{ вх}}$, т/сут.	$Q_{ж\text{ вх}}$, т/сут.	Обводненность, %	№ общего/частного условий оценки
1	69.7	56.0	35.9	195.4	81.6	3/3.1
2	118.4	81.1	7.8	37.2	79.0	1/1.1
3	70.5	65.5	16.1	21.9	26.3	1/1.1
4	211.5	100.0	35.5	68.0	47.9	2/2.1
5	210.6	100.0	23.0	29.6	22.2	2/2.1
6	53.5	43.0	35.7	375.8	90.5	3/3.1
7	183.2	65.0	18.5	107.2	82.7	1/1.2

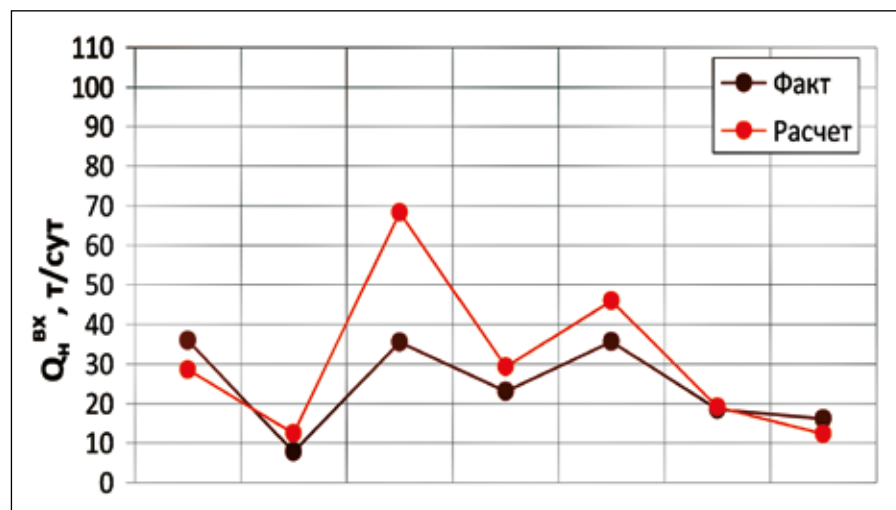


Рис. 8. Сопоставление фактических дебитов нефти БС с расчетными значениями, полученными на основании зависимостей частных условий оценки

$$Q_p(t) < 200 \text{ тыс. т, отб. НИЗ}_{пр} < 60\%, \\ Q_{ж\text{ вх}} > 60 \text{ т/сут, } Q_{н\text{ вх}} > 20 \text{ т/сут.} \quad (3.1)$$

На рисунке 7 представлена зависимость входного дебита нефти БС от отбора проектных НИЗ по условию (3.1).

В рамках частных условий (1.1), (2.2), (2.3) некондиционными являются три скважины ввиду значительного отклонения от общих зависимостей. С учетом некондиционных скважин из общих условий и трех в рамках локального деления групп количество фактических боковых стволов, используемых

в анализе, составляет 86,8% от общего количества.

Для контрольной выборки использована информация по боковым стволам, которые не вошли в основной анализ. Они были пробурены и введены в эксплуатацию позднее периода, за который проводилось исследование (табл. 1). Фактическая эффективность БС в совокупности со значениями критериев оценки на момент бурения подчиняется полученным ранее общим и частным условиям. На рисунке 8 представлено сравнение фактических и расчетных дебитов нефти БС, полученных с

пользованием зависимостей частных условий оценки.

ВЫВОДЫ

- На примере крупного эксплуатационного объекта представлен способ оценки и обоснования потенциальной зоны бурения второго ствола с горизонтальным типом заканчивания, дополнительно к результатам геолого-гидродинамического моделирования, на предварительном этапе проектирования.

- Приводится обоснование комплексного использования метода характеристик вытеснения и методики расчета отбора от проектных НИЗ для оценки потенциальной зоны бурения второго ствола с горизонтальным типом заканчивания в рамках предварительного этапа проектирования.

- В рамках эксплуатационного объекта АВ₁₋₃, с учетом проведенного исследования, определяя $Q_p(t)$, отбор от проектных НИЗ, ожидаемый дебит жидкости по аналитическим формулам, используя конкретную из полученных зависимостей с учетом ограничений частных условий оценки, представлена возможность определения потенциального дебита нефти бокового ствола с горизонтальным типом заканчивания на предварительном этапе проектирования.

Литература:

1. Дополнение к проекту разработки Ватъеганского месторождения // Протокол ЦКР Роснедра от 22.12.2009 №4790.
2. Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи / Учеб. пособие. – Ижевск: Удмуртский университет, 2008. – 147 с.
3. 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.
4. Скворцов А.В. Триангуляция Делоне и ее применение. – Томск: Томский университет, 2002. – 128 с.
5. Бадьянов В.А. Методы прогнозирования коэффициентов охвата воздействием прерывистых пластов при разработке нефтяных месторождений // «Нефть и газ Тюмени», № 9, 1971. – С. 38–42.

Ключевые слова: планирование, второй ствол, критерии, выработка запасов нефти, потенциально извлекаемые запасы, начальные извлекаемые запасы.