

**Анализ эффективности работы ЗБС в условиях отложений нижнего мела
Западной Сибири**

Пономарёва Д.В., Урванцев Р.В., Линцер С.А.

Тюменский Индустриальный Университет (625000, Уральский федеральный округ, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: r.v.urvantsev@mail.ru

На завершающих этапах разработки нефтяного месторождения для поддержания добычи и увеличения коэффициента нефтеотдачи используются различные методы повышения нефтеотдачи. Данные методы делят на две крупные группы методов: методы увеличения нефтеотдачи и методы интенсификации притока. На крупных нефтяных месторождениях при сформированной сетке скважин основной проблемой является наличие незатронутых разработкой отдельных зон. Одним из методов вовлечения остаточных запасов в разработку является применение зарезок боковых стволов (ЗБС). Как правило, зарезки бурятся из основного вертикального или наклонно-направленного ствола в кровельную часть пласта. Это связано с тем, что основная часть пласта к этому времени обводнена из-за притока подошвенных вод или из-за влияния системы поддержания пластового давления. В этом случае остаточные запасы локализованы в прикровельной зоне. В данной статье приводится анализ работы ЗБС на объекте нижнего мела. Анализируется общая успешность ЗБС и влияющие на неё факторы. Рассмотрены типовые динамики основных показателей, влияние геологических факторов на успешность работы зарезок. Также анализируется влияние поинтервального и сплошного вскрытия на конечные показатели работы скважин.

Ключевые слова: нефть, скважина, ЗБС, анализ.

**Effectiveness analysis of the sidetracks in sediments conditions of the Lower Cretaceous
of Western Siberia**

Ponomaryova D.V., Urvantsev R.V. Lintser S.A.

Tyumen Industrial University (625000, Ural Federal District, Tyumen region, Tyumen, Volodarskogo Street, 38), e-mail: r.v.urvantsev@mail.ru

At the final stages of oil field development, various methods of enhanced oil recovery are used to maintain production and increase the oil recovery factor. These methods are divided into two large groups of methods: enhanced oil recovery methods and stimulation techniques. In large oil fields with a well pattern formed, the main problem is the presence of separate zones unaffected by the development. One of the methods of involving remaining oil in place in the development is the use of sidetracks. As a rule, sidetracks are drilled from the main vertical or deviated hole into the roofing part of the formation. This is due to the fact that the main part of the reservoir by this time is flooded because of the inflow of bottom water or because of the influence of the reservoir pressure maintenance system. In this case, remaining oil in place are localized in the top of the layer. This article analyzes the operation of sidetracks at the formation of the Lower Cretaceous. The overall success of the sidetracks and the factors affecting it are analyzed. Typical dynamics of the main indicators, the influence of geological factors on the success of sidetracking operations are considered. The influence of the intermittent and continuous completion on the final wells performance is also analyzed.

Keywords: oil, well, sidetrack, analysis.

Введение

Рассматриваемый объект разрабатывается с конца 1960-х гг. Проектный фонд скважин объекта по утвержденной сетке полностью реализован, с помощью зарезок боковых стволов происходит уплотнение сетки скважин. За историю разработки сформирована блочно-замкнутая система разработки [3]. Пласт интенсивно заводнялся с самого начала разработки, накопленная закачка воды в пласт составила 3,6 млрд. м³. С начала 80-х годов добыча нефти начала резко падать, обводненность – расти, и с начала 90-х годов средняя обводненность по

пласту не опускается ниже 95%. Добыча жидкости также падала до 2003 года, в первую очередь в связи с выбытием фонда скважин из добычи и недокомпенсацией отборов жидкости закачкой.

Основная часть

Рассматриваемые пласты нижнего мела имеют массивное строение, средняя проницаемость составляет 600 мД, расчленённость пласта – 11 (Рисунок 1). Несмотря на высокую расчленённость, пласты характеризуются высокой гидродинамической связанностью, что приводит к быстрому подтягиванию воды при эксплуатации наклонно-направленными скважинами. Поэтому, для извлечения остаточных запасов нефти используются резки боковых горизонтальных стволов (ЗБС) в кровельную часть пласта [1].

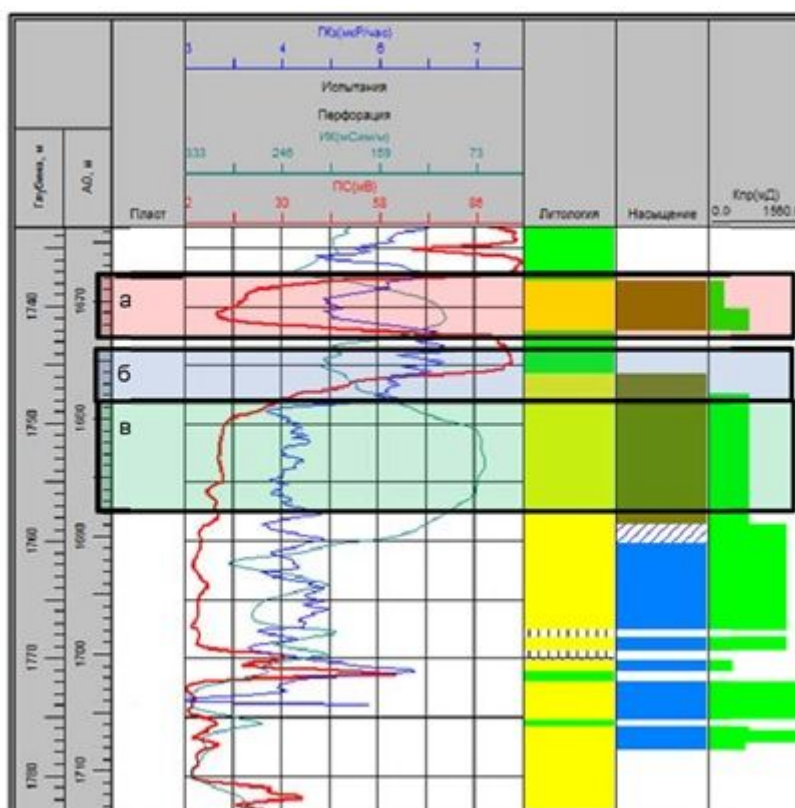


Рисунок 1 – Основные целевые пропластки при размещении боковых горизонтальных стволов: а – отдельная верхняя пачка, б – кровля основного монолитного пласта, в – ниже кровли монолита

Типичные для ЗБС графики по динамике обводненности показаны на рисунке 2 на примере двух скважин после ЗБС [2]. Скважины имеют схожую динамику роста обводненности, которая увеличивается до 95% за первый год.

Скважина №1 пробурена в купольной части пласта. В первый месяц скважина показала высокий дебит нефти и относительно низкую обводненность 33%, однако уже в следующем месяце обводненность выросла до 70% и через 5 месяцев достигла 95% при накопленной добыче нефти чуть более 9 тыс. т.

Скважина №2 в течение шести лет работает с высокой обводнённостью более 95%, с дебитом нефти около 10 т/сут. За период работы накопленная добыча росла равномерно и достигла 38 тыс. т.

В целом, для ЗБС рассматриваемого пласта характерен быстрый рост обводненности до 95-98%, обусловленный 1) близостью ВНК и 2) влиянием нагнетательных скважин.

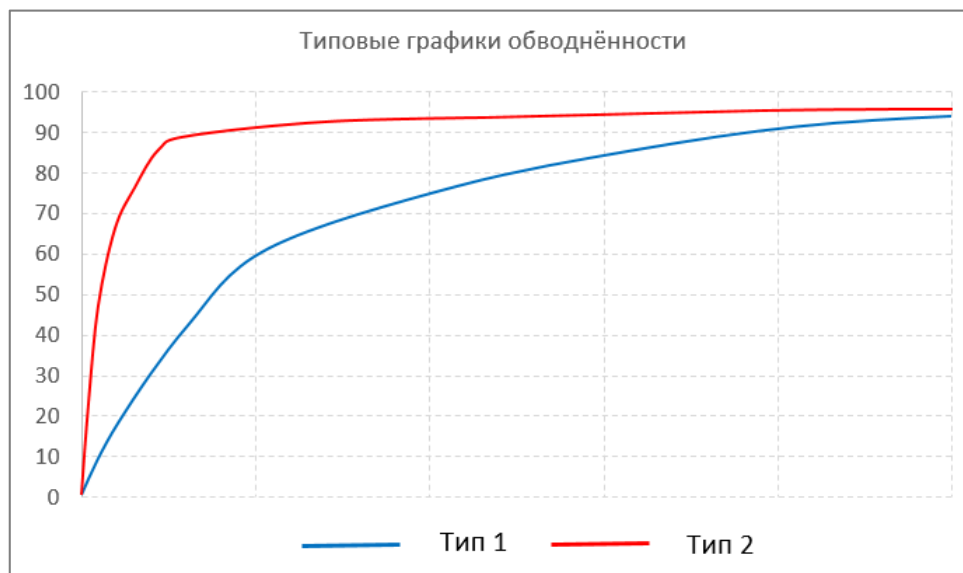


Рисунок 2 – Типовые графики обводнённости ЗБС

Исследование причин обводнения боковых стволов промыслово-геофизическими методами сопряжено с большими трудностями и высокими рисками в выполнении работ, а также с неопределенностью в результатах ввиду высокой обводненности. Диаметр хвостовиков в боковых стволах – от 89 до 114 мм, чаще использовался фильтр-хвостовик диаметром 102 мм. Диаметр боковых стволов по долоту – 120,6 мм. Промыслово-геофизические исследования проводились в большом количестве наклонных скважин, были направлены на определение интервала негерметичности, либо определение интервала и состава притока через перфорации. Промыслово-геофизические исследования проводились в небольшом количестве горизонтальных стволов, а проведенные исследования в большинстве случаев либо не дали достоверный определенный результат, либо привели к аварии. Причина малоинформативности исследований также состоит в высокой обводненности, что делает невозможным определение интервала поступления нефти из пласта. Главным фактором риска является малый диаметр горизонтального участка хвостовика.

Промыслово-геофизические исследования в боковых стволах с щелевым фильтром показали неравномерную работу фильтра по длине, чаще приток жидкости происходит в зоне крепления хвостовика. Это объясняется как геологическими, так и технологическими причинами. Промывка и кислотные ванны дают лишь временный эффект. Исследования в скважинах с перфорированным хвостовиком дали более определенные результаты. По данным

ПГИ выполнялся перестрел определенного участка перфорации, либо изоляция интервала с последующим дострелом вышележащего интервала.

Бурение БС на кровлю монолитного интервала коллектора позволяет добыть остаточные запасы нефти из кровельной части. После обводнения и изоляции основного ствола в кровле монолита, производится дострел верхних интервалов – кровли монолита и прикровельной расчленённой пачки. Однако, ввиду того, что ФЕС прикровельной расчленённой пачки хуже, чем ФЕС кровли монолита, коллектор расчленённой пачки не дает существенного вклада в добычу нефти [4]. Бурение в кровлю монолита и ниже кровли более успешное, дает долговременный эффект и большую накопленную добычу.

В качестве примера скважин, успешно пробуренных на прикровельную расчленённую пачку можно привести боковой горизонтальный ствол скважины №3. Гамма-каротаж по скважине, а также пористость (слева от ствола) и нефтенасыщенность (справа) по опорным скважинам показан на рисунке 3. После обводнения интервал носка скважины был изолирован, был выполнен дострел, в результате обводненность снизилась с 98 до 70%.

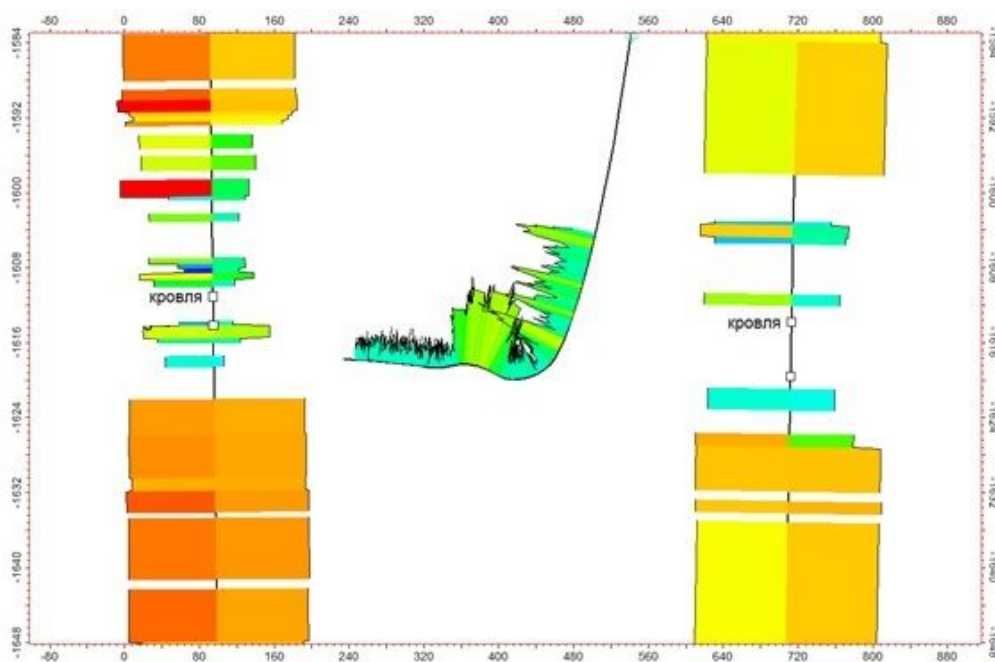


Рисунок 3 - Гамма-каротаж по скважине №3, а также пористость (слева от ствола) и нефтенасыщенность (справа) по опорным скважинам

В качестве примера скважины, проведенной и в прикровельной расчленённой пачке, и в монолитной части, на рисунке 4 приведен разрез по скважине №4 с реперной вертикальной скважиной и график добычи нефти, воды и динамика обводненности по скважине. Пробуренный боковой ствол обводнился уже через 17 месяцев. Дострел кровли монолита и перевод на низкодебитный насос позволил снизить обводненность до 80%, но далее обводненность выросла до 95%. Ещё через 19 месяцев дострел коллектора расчленённой пачки

и увеличение дебита жидкости до 120 м³/сут привел к небольшому снижению обводненности на 1-2%.

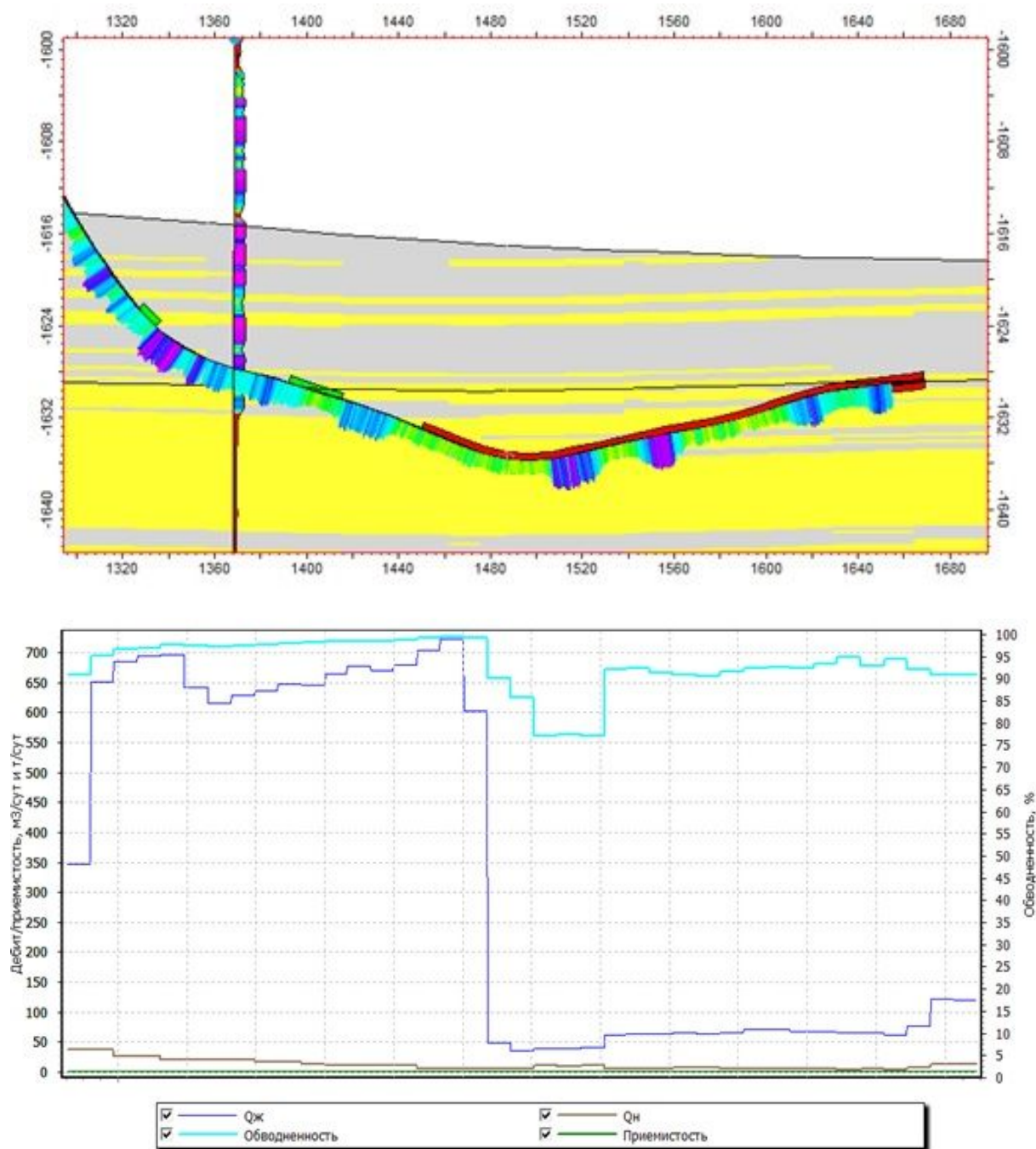


Рисунок 4 – Разрез по скважине №3 с реперной вертикальной скважиной и график добычи нефти, воды и динамика обводненности по скважине №3

На рисунке 5 приведена статистика по факторам неуспешности новых ЗБС на объекте. Основным негативным фактором на объекте (55%) является высокая плотность сформированной сетки скважин. Второй по значимости причиной (24% случаев) является быстрое обводнение скважин.

Основной причиной быстрого обводнения ЗБС является подтягивания конуса подошвенных вод по высокопроницаемым пропласткам, а также за счет неравномерного

вскрытия ствола скважины. Так, практически во всех стволах вскрыта перфорацией или фильтром только часть эффективной длины. В среднем доля вскрытия составляет 29%.

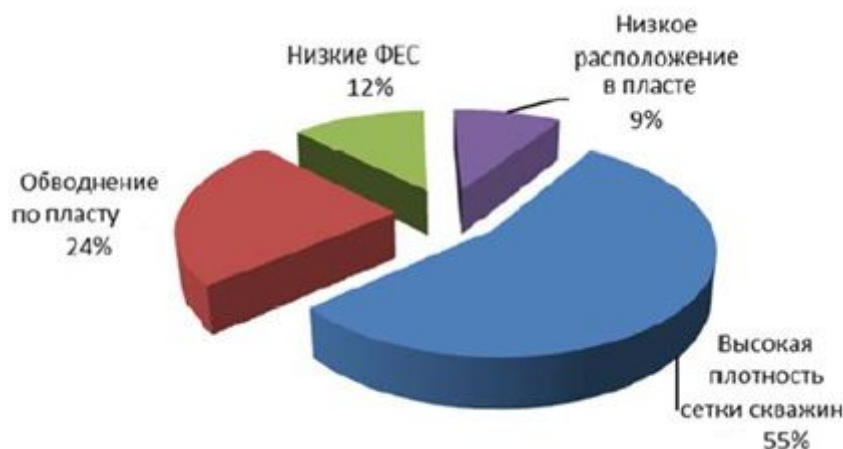


Рисунок 5 – Распределение неуспешных БС по причинам

Для решения проблемы неравномерного обводнения ЗБС применяется технология последовательной отработки стволов [5]. При этом в горизонтальный участок ствола спускается колонна, производится ее цементирование. Открытым остается интервал ствола в районе носка, производится его освоение, и скважина эксплуатируется пока не произойдет обводнение. Затем производится заливка работавшего интервала и перфорируется участок ближе к пятке с отступом порядка 30 м, осваивается и запускается в работу. После обводнения операция повторяется. Для сравнения эффективности этого метода были проанализированы показатели по 167 бездействующим ЗБС, в том числе 35 скважин со стадийной отработкой ГС и 132 скважины со сплошным вскрытием (Рисунок 6). Бездействующий фонд рассматривался, поскольку для него можно сравнить накопленные показатели, которые уже не изменяются.

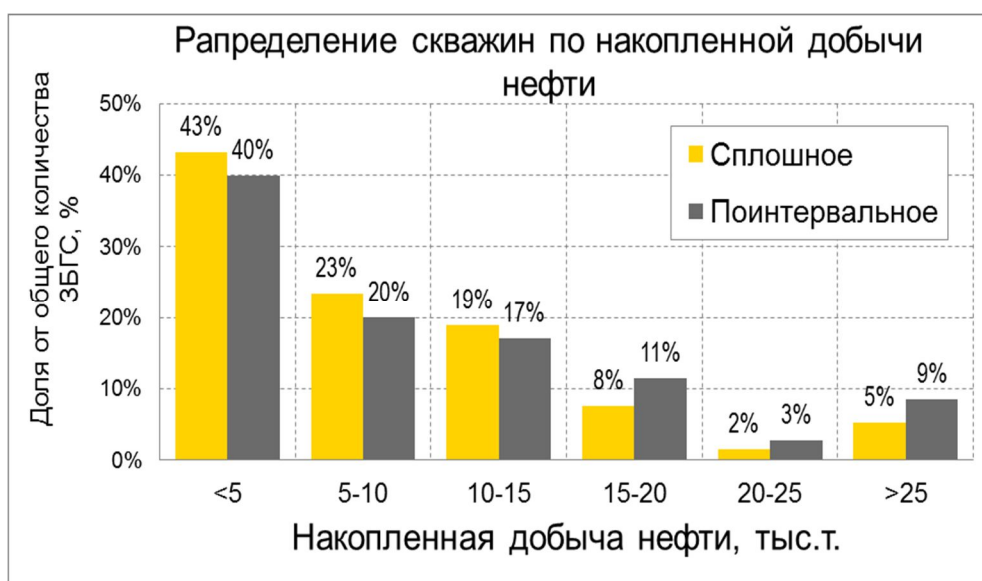


Рисунок 6 – Сравнение накопленных отборов и добычи нефти по бездействующему фонду скважин со сплошным и постадийным вскрытием

По результатам эксплуатации средняя накопленная добыча нефти в ЗБС с постадийной отработкой (9,3 тыс.т) на 13% выше, чем в скважинах со сплошным вскрытием (8,2 тыс.т). Линейный тренд от накопленной добычи нефти к накопленной добыче воды немного выше в случае постадийной отработки (Рисунок 7), однако среднее значение накопленного водонефтяного фактора (отношение накопленного отбора воды к накопленному отбору нефти) получилось несколько выше – 30 (постадийная отработка) и 29.3 (сплошное вскрытие), среднее время отработки до полного обводнения и ликвидации скважины сопоставимо в обоих случаях и составило 26 месяцев для постадийной отработки и 29 месяцев при сплошном вскрытии.

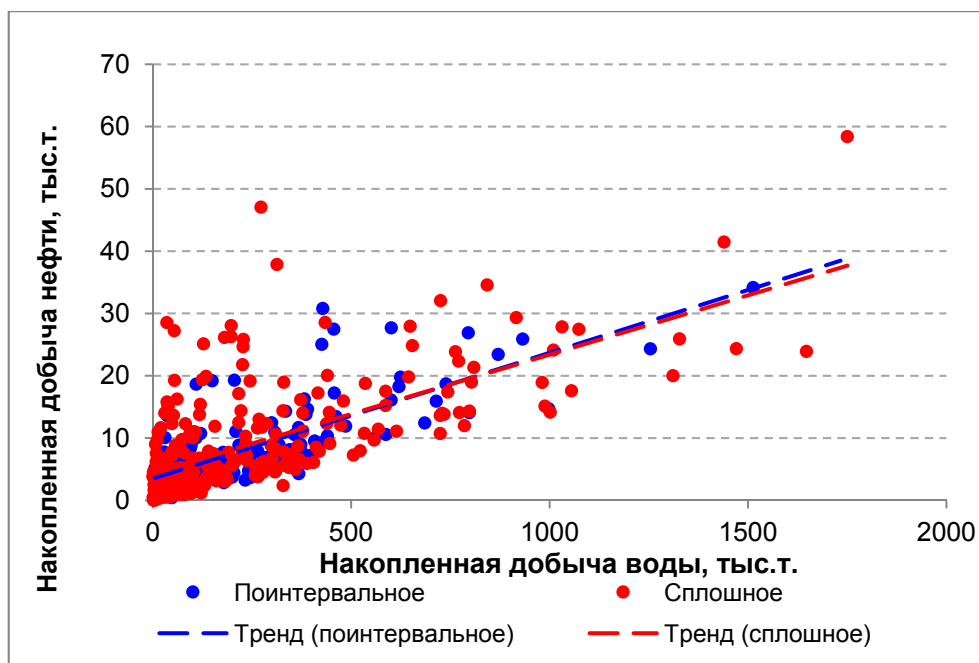


Рисунок 7 – Отношение накопленной добычи нефти к накопленной добыче воды

Таким образом, постадийная отработка показывает лучшие, но сопоставимые результаты с вариантом сплошного вскрытия.

Заключение

1. При реализации ЗБС с горизонтальным окончанием на объект в зоне влияния закачки высокую эффективность с успешностью 83% показали стволы, проведенные в кровельной части монолита с мощностью более 7 м.

2. В зоне стягивания высокую эффективность показали ЗБС, проведенные в верхней пачке и ниже кровли монолита. Успешность по этим операциям составила 92 и 93%, соответственно. Стартовый дебит нефти составил 41 т/сут. Темп снижения дебита нефти в верхней пачке – 45%, по скважинам монолитного пласта дебит нефти на 3 месяц начинает увеличиваться за счет форсирования отборов жидкости.

3. ЗБС в кровельную часть монолитного пласта имеют высокую успешность и эффективность – 89%, что говорит о гравитационном перераспределении закачиваемой воды по разрезу и наличии остаточных запасов нефти в этих интервалах пласта.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 639 с.: ил.
2. Дон Уолкотт. Разработка и управление месторождениями при заводнении. — М.: 2001. 144 с.
3. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. — М.: Недра, 1986. 332 с.
4. Ковешников А.Е. Геология нефти и газа: учебное пособие / А.Е. Ковешников. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 114 с.
5. Коротенко В. А. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: учебное пособие / Коротенко В. А., Кряквин А. Б., Грачев С. И. и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2014. – 104 с.