

Зорин Никита Александрович,
ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
Город Самара, Россия

Губанов Сергей Игоревич,
ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
Город Самара, Россия

Фролов Алексей Эдуардович,
ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
Город Самара, Россия

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ВОВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РАЗРАБОТКУ

Аннотация: Одним из наиболее эффективных методов вовлечения остаточных запасов нефти на завершающей стадии разработки месторождения является уплотнение сетки скважин с применением технологии строительства боковых стволов. В процессе эксплуатации залежи, когда все транзитные скважины уже задействованы в процессе добычи нефти и достигли предельного обводнения, одним из наиболее эффективных вариантов для вовлечения в работу зон с максимальными остаточными толщинами является бурение боковых стволов из существующих скважин. Применение боковых стволов позволяет увеличить не только технико-технологические показатели разработки, но и повысить экономическую эффективность за счет использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения.

Ключевые слова: Боковой горизонтальный ствол (БГС), остаточные запасы нефти, технология зарезки бокового ствола (ЗБС), показатели разработки.

Введение. В процессе эксплуатации месторождений дебит скважин по нефти со временем снижается из-за истощения запасов углеводородов, снижения пластового давления, высокой степени обводненности продукции, значительного газового фактора, а также ухудшения коллекторских свойств пластов-коллекторов. В сумме, все перечисленные факторы приводят к простоям и переменной работе значительной части добывающего фонда скважин на территории РФ. Наиболее распространенными путями решения вопроса являются технологии бурения новых скважин или строительства боковых стволов из уже существующей скважины.

Актуальность. Бурение новых скважин для замены вышедших из эксплуатации в целях восстановления сетки скважин на большинстве месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, является нецелесообразным. В этих условиях в качестве альтернативного, наиболее экономически эффективного решения может рассматриваться строительство боковых стволов скважин для вовлечения остаточных запасов нефти в разработку.

Техника и технология строительства скважины с зарезкой бокового ствола. Технология зарезки боковых стволов представляет собой бурение дополнительных стволов в уже существующих скважинах с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых и остаточных запасов.

Основной вариант зарезки бокового ствола заключается в вырезании «окна». В скважину спускается клин-отклонитель (уипсток) с ориентирующим устройством и



устанавливается на искусственный забой. Работы по спуску и установке клин-отклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

После установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна».

Второй вариант забуривания бокового ствола рекомендуется осуществлять путём вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и забуриванием бокового ствола с цементного моста [1]

При зарезке вторых стволов из обсадных колонн вырезание окна с клина чаще всего является более предпочтительным приёмом, чем фрезерование секции обсадной колонны.

Третий вариант предполагает забуривание через щелевидный вырез, который проводят в 3 этапа: 1) устанавливают клиновой отклонитель; 2) фрезеруют вырез в колонне; 3) забуривают дополнительный ствол.

При создании выреза применяют, как правило, стационарные отклонители. Существует множество конструкций отклонителей, которые отличаются друг от друга формой рабочей части клина и способом их фиксации в колонне.

В качестве режущего инструмента при создании щелевидного выреза в обсадной колонне используют райберы различных типов. Основным райбером № 1 прорезывают отверстие в колонне, затем райбером № 2 отверстие увеличивают на длину скошенной части отклонителя, а райбером № 3 вырез обрабатывают и калибруют [4].

Описание объекта, рассматриваемого для внедрения зарезки бокового ствола.

Для исследования было выбрано месторождение, которое расположено на юге Самарской области. Рассматривается карбонатный пласт А-4 башкирского яруса, насыщенный нефтью, вязкость которой согласно проекту составляет 3,3 мПа·с, плотность пластовой нефти 780,0 кг/м³ (особо легкая).

Так как целью бурения боковых стволов является вовлечение в разработку застойных зон с высокой текущей нефтенасыщенностью запасов, необходимо выделить такие зоны с использованием карт распределения нефтенасыщенных зон и толщин [6].

Оценить текущую нефтенасыщенность в районе каждой скважины можно, вычислив разницу между удельными извлекаемыми запасами нефти, приходящимися на эту скважину, и запасами нефти, отобранными ею с начала разработки [2].

Рассчитаем удельные извлекаемые запасы нефти по скважине:

$$Q_{\text{уд.извл.}} = h \cdot F \cdot m \cdot k_{\text{н/н}} \cdot \text{КИН} \cdot \rho_{\text{н}}; \quad (1)$$

где $Q_{\text{уд.извл.}}$ – удельные извлекаемые запасы по скважине, т; h – нефтенасыщенная толщина пласта, м; F – площадь нефтеносности, м²; m – пористость, д.ед.; $k_{\text{н/н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.; КИН – коэффициент извлечения нефти, д.ед.; $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти в пластовых условиях, т/м³;

Сведем исходные данные в таблицу и произведем расчеты.

Таблица 1

	Скважина №30	Скважина №33	Скважина №34
h , м	11,2	14,2	12,1
F^* , м ²	1 513 666,7		
m , д.ед.	0,24		
$k_{\text{н/н}}$, д.ед.	0,93		
КИН, д.ед.	0,456		
$\rho_{\text{н}}$, т/м ³	0,78		
Отбор с начала разработки**, т.	1 278 946	931 109	849 457



* Посчитано с учетом площади нефтеносности объекта и числа добывающих скважин

** взято из промысловых данных

Скважина №30: $11,2 \cdot 1513666,7 \cdot 0,24 \cdot 0,93 \cdot 0,456 \cdot 0,78 - 1278946 = 66920,3$ т.

Скважина №33: $14,2 \cdot 1513666,7 \cdot 0,24 \cdot 0,93 \cdot 0,456 \cdot 0,78 - 931109 = 775257,2$ т.

Скважина №34: $12,1 \cdot 1513666,7 \cdot 0,24 \cdot 0,93 \cdot 0,456 \cdot 0,78 - 849457 = 604559,3$ т.

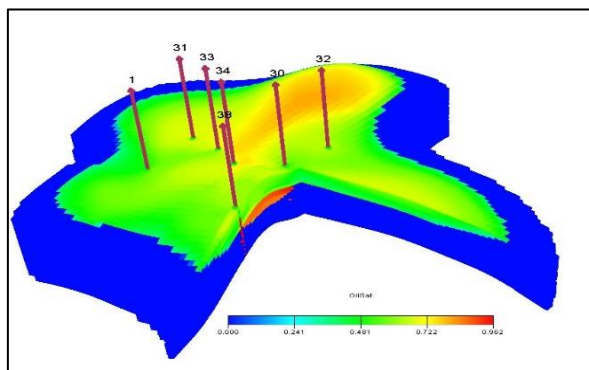


Рисунок 1 – Распределение текущей нефтенасыщенности по модели пласта А-4

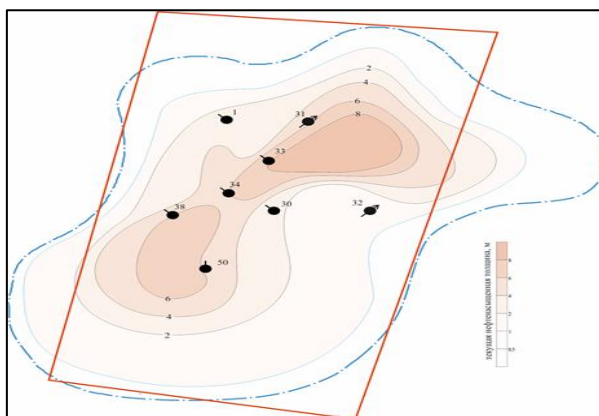


Рисунок 2 – Текущие нефтенасыщенные толщины пласта А-4

Проанализировав расчеты и рисунки, можно сделать следующие выводы. Практически каждая скважина объекта имеет рядом с собой участки с повышенной плотностью запасов нефти.

Согласно расчету, окрестности скважин содержат значительные невыработанные запасы нефти. С учетом высокой обводненности каждой скважины (>90%), можно сделать вывод, что имеющиеся вертикальные стволы скважин неэффективны для довыработки существующих остаточных запасов нефти. Для участков, где расположены данные скважины, характерны эффективные нефтенасыщенные толщины не менее 10 метров, то есть данные участки соответствуют критерию толщины пласта для бурения БГС. Таким образом, можно рекомендовать бурение боковых горизонтальных стволов (БГС).

Расчет продуктивности боковых стволов

Для расчёта продуктивности боковых горизонтальных стволов используются различные методики [3]. Для выбора оптимальной методологии расчёт дебита горизонтального ответвления скважины, полученной в результате зарезки бокового горизонтального ствола на скважине №34, произведём по двум методикам – Борисова и Gigger [5].



Таблица 2

Исходные данные для расчета	
Длина горизонтального ствола L , м	50
Радиус контура питания R_k ,	250
Радиус скважины $r_{скв}$, м	0,1
Эффективная толщина h , м	12,1
Проницаемость k , мкм ²	0,69
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	17,3
Забойное давление $P_{заб}$, Мпа	16
Вязкость μ , мПа*с	3,3
Коэффициент анизотропии β , доли ед.	0,5
Обводненность B , %	96
Плотность ρ , кг/м ³	780
Глубина скважины по вертикали L_v , м	1956

1. Рассчитаем дебит горизонтальной скважины по формуле Борисова и определим дополнительную добычу от проведения зарезки бокового ствола:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln\left(\frac{4 \cdot R_k}{L}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}}\right)} = 0,00689 \text{ м}^3/\text{с} = 595,7 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (2)$$

$$\Delta Q_n = \Delta q_n \cdot K_{эксп} \cdot T \quad (3)$$

где Δq_n – прирост дебита вследствие применения мероприятия (разность между измененным и первоначальным дебитами скважины); $K_{эксп}$ – коэффициент эксплуатации скважины (принимается равным 0.98); T – период эксплуатации скважины (равен 365 суткам)

$$\Delta Q_n = (595,7 - 252) \cdot 0,98 \cdot 365 = 122941,5 \text{ м}^3 = 95894,4 \text{ т.} \quad (4)$$

2. Дебит и дополнительная добыча горизонтальной скважины по формуле Gigger:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{пл} - P_{заб}}{\ln\left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2 \cdot R_k}\right)^2}}{\frac{L}{2 \cdot R_k}}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_{скв}}\right)} = 0,00556 \text{ м}^3/\text{с} = 480,8 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (5)$$

$$\Delta Q_n = \Delta q_n \cdot K_{эксп} \cdot T = 81841,8 \text{ м}^3 = 63836,6 \text{ т.} \quad (6)$$

В ходе расчетов дебита и дополнительной добычи была подтверждена технологическая эффективность бокового горизонтального ствола скважины.

Заключение

На сегодняшний день около 60 % всех отечественных запасов относятся к трудноизвлекаемым, которые представляют собой огромный потенциал для нефтяной отрасли.

Зарезка боковых стволов являются одним из известных инструментов вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. Эффективность зарезки связана с большей поверхностью фильтрации и большим объемом дренирования пласта по сравнению с вертикальными скважинами.

На основе теоретических расчетов, проведенных в условиях месторождения, можно отметить, что бурение и эксплуатация горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов (ГС и БГС) на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки или содержащих трудноизвлекаемые запасы, позволяет увеличить коэффициент нефтеизвлечения (КИН), вовлекая в разработку краевые запасы без бурения дополнительных скважин.



Список литературы:

1. Басарыгин Ю.М. Строительство наклонных и горизонтальных скважин / Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г.// Издательство Недра. 2000. С. 262.
2. Еленец А.А. Критерии оценки выработки запасов нефти, влияющие на выбор участка для секторного геолого-гидродинамического моделирования, в рамках проектирования боковых стволов // Нефтегазовое дело. 2011. № 4. С. 2-10
3. Рожков, А. Е. Расчёт продуктивности многозабойной горизонтальной скважины с боковыми горизонтальными стволами. // Научный форум. 2018. №2. С. 2-3.
4. Булатов А.И. Бурение горизонтальных скважин: справочное пособие / Булатов А.И., Просёлков Е.Ю., Просёлков Ю.М.// Издательство «Советская Кубань». 2008. С. 419.
5. Лушпеев В. А. Способ определения дебитов стволов многоствольных скважин / Лушпеев В. А., Кочетков Л. М., Бастриков С. Н.// Территория «Нефтегаз».2016. №5. С. 56-61.
6. Губанов С.И. Метод оценки остаточных запасов высоковязкой нефти с последующим вовлечением их в разработку скважинами с дуальной системой стволов / Губанов С.И., Силантьева А.М., Ольховская В.А.// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 5 (377). С. 40-48.

