

**Р. М. Курамшин**

канд. техн. наук,  
генеральный директор  
ООО «Технопром»  
tehnoprom-oil@mail.ru

**С. В. Зенкин**

заместитель  
директора НЦГТМ

# Методика обоснования траектории горизонтального ствола скважины

(на примере Оренбургского нефтегазо-конденсатного месторождения)

*Проанализированы геологические и технологические факторы, влияющие на эффективность работы горизонтальных скважин. Предложена методика обоснования их траектории.*

*Are analyzed geological and the technology factors influencing an overall performance of horizontal wells. The technique of a substantiation of their trajectory is offered.*

**Ключевые слова:** нефть, месторождение, залежь, пласт, карбонаты, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, горизонтальная скважина, керн, геофизические исследования.

**Keywords:** oil, a deposit, a layer, carbonates, porosity, permeability, oil saturation, a horizontal well, a core, geophysical researches.

**О**ренбургское нефтегазоконденсатное месторождение располагается в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) и входит в Соль-Илецкий нефтегазоносный район (НГР).

Нефтяная оторочка Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ) связана с продуктивными карбонатными пластами  $P_V$  и  $P_{IV}$  сакмаро-артинских отложений.

Залежь пласта  $P_V$  структурная, тектонически экранированная, массивная, нефтегазоконденсатная и имеет размеры в широтном направлении на 35 км, при ширине 17 км и высоте 200 м.

Залежь пласта  $P_{IV}$  литологически экранированная, залегает в верхней части артинского яруса и представлена тремя прослоями ангидритов, заключающих в себе два прослоя карбонатов с различными коллекторскими свойствами. В восточном направлении происходит замещение ангидритов карбонатами. В районе их полного замещения пласты литологически «сливаются» и объединяются в единый пласт  $P_V$ .

Пласты  $P_{IV}$ ,  $P_V$  рассматриваются как единый объект разработки, добыча из которых началась в 1994 г. [1-3].

Среднее значение проницаемости по керновым исследованиям составило  $0,33 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, при нижнем пределе  $0,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Коэффициент пористости образцов варьировал в широком диапазоне, достигая максимального значения 0,212 при средней величине 0,112. По геофизическим исследованиям определения пористости фактически совпадают с керновыми данными и характеризуются относительной стабильностью (низкими коэффициентами вариации) [1-3].

Детальные исследования керна на ВУ ОНГКМ продолжались в последние годы [4, 5], в течение которых уточнялись фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), литолого-минералогические, петрофизические характеристики.

Впервые изучены механические свойства пород, замерены капиллярметрические кривые, определены относительные фазовые проницаемости для нефти и воды, воды и газа, уточнены значения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения для различных агентов вытеснения.

По результатам исследований среднее значение коэффициента открытой пористости составило 0,113, проницаемости –  $0,73 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, что близко к ранее определённым параметрам. Коэффициент анизотропии составляет 0,83.

Согласно геологическим исследованиям подтверждена невыдержанность коллекторов по латерали, многочисленны случаи замещения проницаемых пропластков плотными разностями, широкое развитие линзообразных пластов коллекторов, которые приводят к невозможности проведения детальной корреляции разреза даже в близкорасположенных скважинах на расстоянии 200÷500 м.

Распределение проницаемых пропластков по разрезам скважин свидетельствует, что коллекторы распределены либо относительно равномерно, либо образуют серии сближенных коллекторов, разделенных пачками относительно плотных пород толщиной в среднем от 0,8 до 4 м. Внутри пачек наблюдаются единичные, незначительные по толщине пласты-коллекторы, развитые в форме линз в среднем от 0,4÷0,6 до 1,5÷2 м [6].

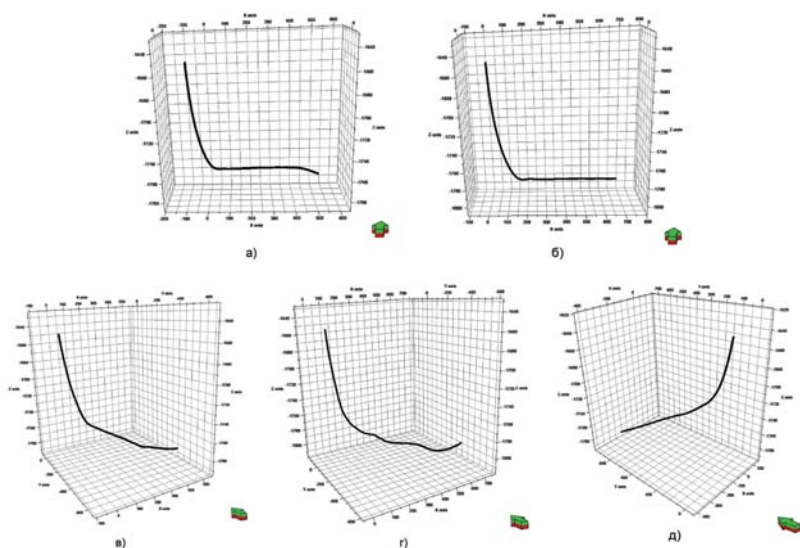
Таким образом, продуктивные пласты  $P_{IV}$  +  $P_V$  представляют геологически сложный, неоднородный, низкопроницаемый, сильно расчлененный объект (**табл. 1**).

Одной из основных особенностей освоения запасов углеводородного сырья ВУ ОНГКМ является реализация системы разработки с бурением скважин с горизонтальным профилем ствола. Перед геологической службой постоянно стоит задача выбора траектории проводки горизонтального ствола с целью:

Статистические показатели характеристик неоднородности продуктивного пласта  $P_{IV}-P_V$

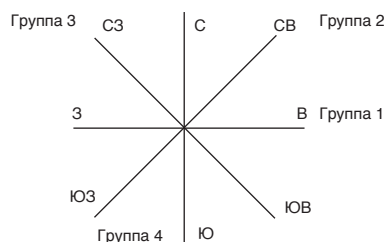
**Таблица 1**

Количество скважин	Доля коллектора (коэффициент песчаности), д. ед.			Коэффициент расчлененности, д. ед.		
	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения	среднее значение	коэффициент вариации	интервал изменения
Газонасыщенная часть пласта						
70	0,449	0,490	0,116-1,000	6,81	0,710	1-21
Нефтенасыщенная часть пласта						
90	0,350	0,459	0,021-0,702	8,22	0,498	1-19
Пласт в целом						
115	0,315	0,446	0,0814-0,685	13,31	0,485	1-34



**Рис. 1.**  
 Группировка скважин по типу горизонтального ствола:  
 а – скважины с полого-горизонтальным типом ствола;  
 б – скважины с типом ствола наклонно-направленного к ВНК;  
 в – скважины с типом ствола ориентированного на ГНК;  
 г – скважины с волнообразным типом горизонтального ствола;  
 д – скважины с наклонно-направленным типом горизонтального ствола.

**Рис. 2.**  
 Схема расположения скважин по сторонам света



- проводки без вскрытия газовой части залежи;
- вскрытия максимального количества нефтенасыщенных пропластков;
- обеспечения наилучшего дренирования проницаемых пластов;
- предотвращения преждевременного обводнения горизонтальных скважин.

Решение задачи потребовало привлечения аппарата математической статистики. Накопленный материал по результатам интерпретации ГИС и определению межфлюидных контактов в разведочных скважинах и пилотных стволах горизонтальных скважин (всего порядка 100 скважин) позволил построить геолого-статистический разрез (ГСР) по содержанию коллектора в объеме продуктивного пласта с целью анализа проводки ГС и оценки наибольшего вскрытия нефтенасыщенной части залежи. Наибольший интерес для проводки горизонтальных стволов представляют коллекторы, условно сгруппированные в две пачки, находящиеся на глубинах 24÷42 м и 65÷85 м от кровли пласта P<sub>IV</sub>-P<sub>V</sub>

Коэффициент содержания коллектора в этих пачках максимальный для данного разреза и в среднем составляет 0,45. Нижележащие интервалы пласта по ГСР характеризуются значительно меньшими коэффициентами содержания коллектора (менее 0,30). Средние значения газо- и водонефтяных контактов, нанесенные на ГСР, свидетельствуют, что верхняя пачка, находящаяся на глубинах 24÷42 м, почти целиком находится в газонасыщенной зоне пласта и представляет интерес с точки зрения добычи только свободного газа. Для добычи нефти интерес представляет вторая пачка проницаемых пропластков.

С целью обоснования траектории проводки ГС были проведены анализ и типизация траектории пробуренного фонда горизонтальных скважин. По типу траектории ГС было выделено пять групп скважин:

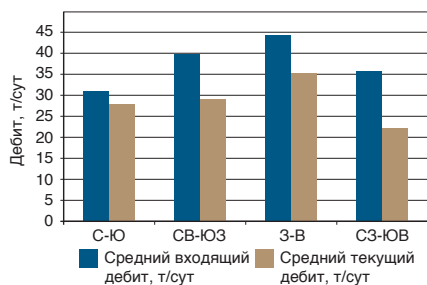
- 1) с полого-горизонтальным типом ствола (21 скважина, средняя длина горизонтального ствола 533,3 м);
- 2) с наклонно-направленным к ВНК типом ствола (36 скважин, средняя длина горизонтального ствола 519,2 м);
- 3) с наклонно-направленным ориентированным на ГНК типом ствола (20 скважин, средняя длина горизонтального ствола 528,6 м);
- 4) с волнообразным типом ствола (9 скважин, средняя длина горизонтального ствола 600,7 м);
- 5) с наклонно-направленным типом горизонтального ствола (46 скважин, средняя длина горизонтального ствола 498,8 м) (рис. 1).

По ориентировке выделено 4 группы скважин (рис. 2).

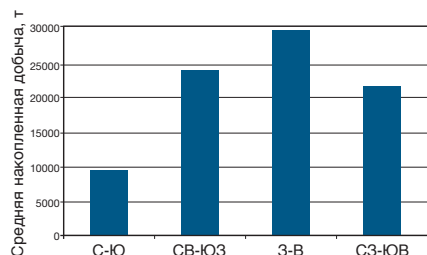
Проведенный анализ показателей разработки пробуренных ГС [6] свидетельствует о том, что наилучшими характеристиками обладает 4-я группа (рис. 1 г) с волнообразным типом ствола и длиной 533,5 м.

Как показал анализ входящих, текущих и удельных дебитов по группам (рис. 3, 4), наилучшую эффективность показывают скважины направления запад-восток (З-В). У этой группы скважин наиболее высокие значения начальных (3 месяца с момента ввода в эксплуатацию) и текущих, а также удельных (входных и текущих) дебитов. Группа скважин, имеющих направление С-Ю характеризуется наихудшими показателями эксплуатации. Данный вывод подтверждается результатами анализа и накопленной добычи по 4 группам (рис. 5, 6).

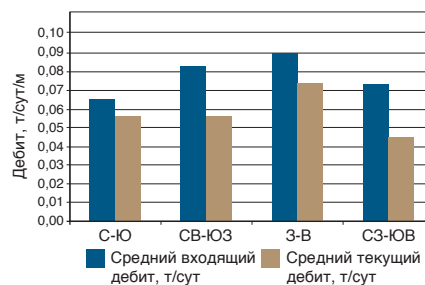
Следует отметить, что полученный результат представляет интерес не только для обоснования ориентации горизонтальных стволов эксплуатационных скважин, но и предоставляет



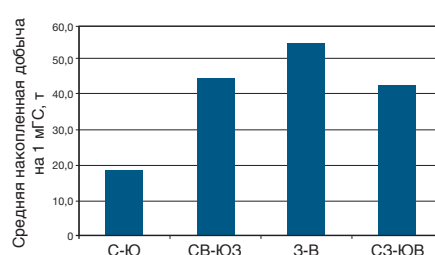
**Рис. 3.** Распределение средних значений входящих и текущих дебитов горизонтальных скважин в зависимости от их пространственной ориентации



**Рис. 5.** Распределение значений накопленной добычи по группам горизонтальных скважин в зависимости от их пространственной ориентации



**Рис. 4.** Распределение средних значений удельных входящих и текущих дебитов горизонтальных скважин в зависимости от их пространственной ориентации



**Рис. 6.** Распределение значений удельных накопленной добычи по группам горизонтальных скважин в зависимости от их пространственной ориентации

геолого-технологическую информацию для организации системы ППД на месторождении.


Для карбонатных пластов  $P_V$  и  $P_{IV}$  можно использовать следующую информацию при проектировании траектории горизонтальных скважин на ВУ ОНГКМ:

Геолого-статистический разрез по содержанию пород коллекторов в продуктивной части разреза, который позволяет выделить перспективные участки для проводки горизонтальных стволов.

Наиболее перспективным по глубине залегания является пачка проницаемых пропластков на глубине около 65-85м от кровли продуктивного пласта.

По форме траектории предлагается траектория с волнообразным типом горизонтального ствола. По пространственной ориентации предлагается направление Запад – Восток.

На основе проведенного анализа предлагается следующая методика обоснования проводки траектории горизонтального ствола:

- Анализируются результаты интерпретации геофизических исследований (ГИ) в пробуренных скважинах с целью выделения коллекторов и корреляции разреза.
- Обобщаются результаты керновых исследований пласта.
- Строится ГСР по доле содержания коллектора с целью выделения пачек, обладающих наилучшими ФЕС.
- Анализируются результаты интерпретации ГИ в фальш-стволе скважины с целью привязки выделенных пропластков в фальш-стволе по ГИ к выделенной пачке (пачкам).
- Обосновываются параметры траектории, строится профиль ГС.
- Профиль пересчитывается в координаты по абсолютной глубине.
- Осуществляется постоянный контроль траектории проводки ГС с помощью забойных телеметрических систем, с целью, при необходимости, внесения оперативных изменений в профиль. 

**Литература**

1. Курамшин Р.М. Степанова Г.С. Анализ разработки нефтегазовых залежей системой горизонтальных и вертикальных скважин. Бурение и нефть, №12, 2003. С.24-27
2. Курамшин Р.М. Степанова Г.С., Черницкий А.В., Бабаева А., Мельников В.М., Тюхтин Н.И. Особенности геологического строения и опытно-промышленной разработки Восточной части ОНГКМ. Нефтяное хозяйство, №4, 2005. С.93-97
3. Курамшин Р.М., Зенкин С.В., Розенберг И.Б., Суворова Н.А., Мельников В.М., Тюхтин Н.И. Эффективность разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения системами горизонтальных скважин. Нефтепромысловое дело, №2, 2010. С.19-27
4. Экспериментальные исследования по обоснованию рабочего агента для вытеснения нефти из пластов и определению коэффициентов вытеснения Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (в границах горного отвода ЗАО "Газпром нефть Оренбург"). – ОАО «СибНИИ НП», 2009 г.
5. Оказание услуг по подбору подрядных организаций, постановке и контролю за проведением экспериментальных исследований по обоснованию рабочего агента для вытеснения нефти из пластов и определению коэффициента вытеснения Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (в границах горного отвода ЗАО "Газпром нефть Оренбург") и анализу полученных результатов. – ООО «Технопром», Руководитель работ: Курамшин Р.М., 2009 г.
6. Обобщение и анализ опыта строительства и эксплуатации горизонтальных скважин при разработке Восточного участка Оренбургского НГКМ. Обоснование оптимальной проводки скважины для горно-геологических условий трещинно-порового коллектора Восточного участка Оренбургского НГКМ. – ООО «Технопром», Руководитель работ: Курамшин Р.М., 2010 г