

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ «FISHBONE» ДЛЯ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ФАЦИАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ (НА ПРИМЕРЕ КОЛЛЕКТОРА МЕССОЯХСКОГО ТИПА)**

**Полянский В.А.**

Научный руководитель профессор О.С. Чернова

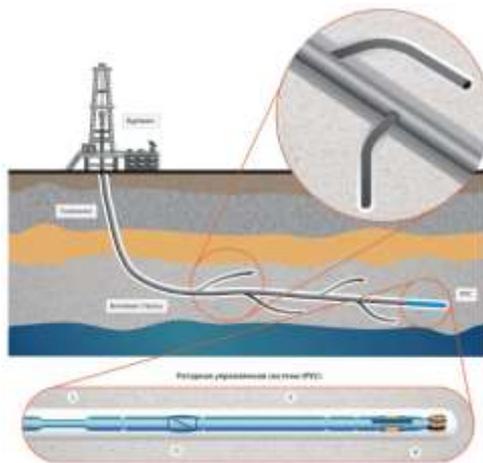
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

На современном этапе развития нефтяной промышленности для поддержания высокого уровня добычи углеводородов необходимо активно вводить в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. К ним относятся залежи дельтового генезиса, которые характеризуются высокой степенью фациальной неоднородности и изолированностью песчаных тел. Для вовлечения их в разработку необходимо бурить горизонтальные скважины с последующим проведением гидроразрыва пласта. Однако бурение длинных горизонтальных стволов с целью вовлечения максимального числа ловушек в разработку в условиях слабосцементированных пород может привести к осыпи стенок скважины, увеличению скин-фактора и снижением продуктивности отдельных интервалов. Также ограничением для длинных горизонтальных стволов и проведения ГРП могут служить высокая степень неопределенности в положении контактов флюидов в разрабатываемых залежах. Это может привести к конусообразованию и резкому росту обводненности или прорыву газа. Одним из решений данной инженерной задачи является применение технологии «Fishbone», которая заключается в интенсификации притока к скважине за счет создания системы боковых отводов скважин от центрального ствола, каждый из которых разрабатывает определенную ловушку.

Целью данной работы является обоснование геологических предпосылок для применения технологии «Fishbone» в условиях слабосцементированного коллектора Мессояхского типа с учетом его фациальной неоднородности, а также анализ результатов проведения опытно-промышленных работ по опробованию данной технологии на объекте разработки Х. Проектирование скважин по технологии «Fishbone» (с английского языка – «рыбья кость») заключается в создании одного горизонтального ствола, от которого отходят несколько дополнительных ответвлений – боковых стволов скважины. Данный метод проектирования скважин позволяет произвести контролируемую интенсификацию притока к скважине за счет увеличения коэффициента охвата и вовлечения в разработку отдельных участков залежи (рис.1).

Использование данной технологии позволяет добиться следующего:

- снизить стоимость бурения скважины за счет уменьшения времени спускоподъемных операций и проведения буровых работ;
- получить возможность для переоценки запасов и включения в разработку ранее нерентабельных залежей и ловушек;
- повысить охват нефтенасыщенных участков залежи и разрабатывать её на более низких депрессиях с целью предотвращения конусообразования и повышения безводного времени работы скважин.



**Рис. 1. Технология заканчивания скважин методом «Fishbone»: 1- гибкое соединение, 2- стабилизатор, 3- контрольный блок, 4- отклоняющий блок [1]**

В процессе проектирования скважин по технологии «Fishbone» должны быть учтены не только длины предполагаемых боковых ответвлений, точки их зарезки и радиусы кривизны стволов, но и положение контактов, а также взаимное влияние отводов друг на друга (например, для предотвращения эффектов передавливания участков залежи из-за разности в пластовых давлениях или содержании газа).

В данной работе в качестве объекта изучения был рассмотрен один из пластов месторождений Мессояхской группы. Целевой объект ПК1-3 приурочен к альб-сеноманской части покурской свиты. Для данной залежи характерна высокая неоднородность петрофизических свойств, обусловленная переслаиванием песков, алевролитов и глин. Данное геологическое строение рассматриваемого объекта обусловлено обстановкой переходной обстановкой осадконакопления (в частности, дельтовых условий).

Факторы, осложняющие процесс разработки рассматриваемого объекта:

- целевой пласт залегает на небольшой глубине (порядка 800 м) и сложен преимущественно неконсолидированным песчаником, что повышает риск обрушения открытых горизонтальных стволов и выноса песка;
- дельтовый генезис отложений, подразумевающий большое число неоднородностей и неопределенностей [2];

- явление многоконтактности и неопределенность положения контактов (как газонефтяных, так и водонефтяных), что ограничивает применение технологии многостадийного гидроразрыва пласта [3];

- высокая вязкость нефти.

Исходя из архитектуры резервуара, степени изученности, морфологии песчаных тел и их петрофизических характеристик, геологический разрез рассматриваемого объекта был разделен на три циклита (рис. 2):

Циклит А: характеризуется малой изученностью и пониженными коллекторскими свойствами, газонасыщен.

Циклит В: характеризуется пойменным генезисом и пониженными коллекторскими свойствами, подгазовая зона.

Циклит С: сложен отложениями русловых фаций, характеризуется повышенными коллекторскими свойствами.

Следует упомянуть, что несмотря на ухудшенные коллекторские свойства, основные запасы нефти залегают в циклитах А и В (более 70 %).

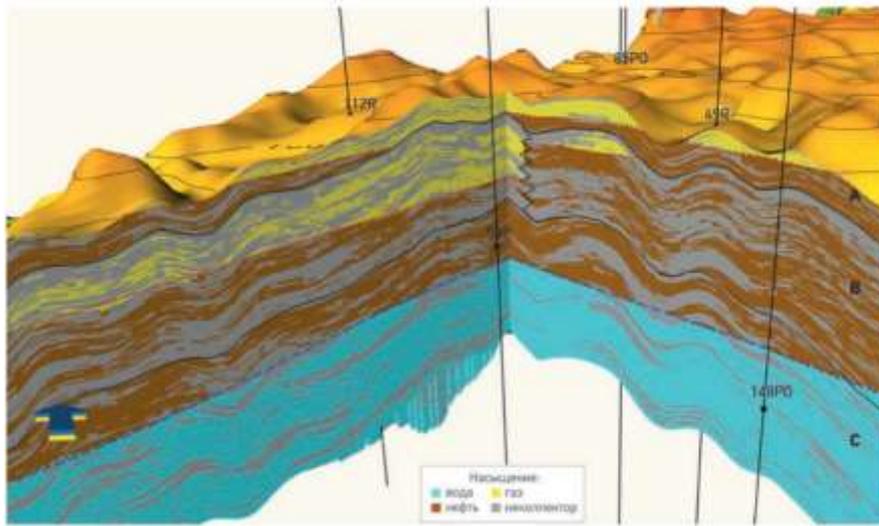


Рис. 2. Геологический разрез пласта X [4]

При бурении горизонтальных скважин в нижележащем, чисто нефтяном циклите С из-за хороших свойств коллектора существует риск подтягивания конуса воды к стволу добывающей скважины и опережающей обводненности продукции. Бурение горизонтальных стволов в вышележащих циклитах (А и В) также не дает максимального охвата залежи и создает возможность осложнения в бурении (обвал стенок в слабосцементированном коллекторе). Таким образом, единственно верным решением в этих сложных геологических условиях является применение системы многозабойного заканчивания по методу «Fishbone» (рис. 3).

Для опробования данной технологии на одном кусте были пробурены три скважины с различными длинами горизонтальных участков, как с нисходящими, так и с восходящими профилями. Боковой ствол одной скважины прошел по русловому каналу с хорошими свойствами, в то же время как другая скважина была пробурена в разрезе пойменных отложений. Таким образом, удалось определить эффективность технологии в нескольких фациальных зонах. Увеличение продуктивности в среднем на 55 % показало, что технология «Fishbone» зарекомендовала себя как в относительно выдержанных песчаных телах с хорошими коллекторскими свойствами, так и в зонах с ухудшенными ФЕС.

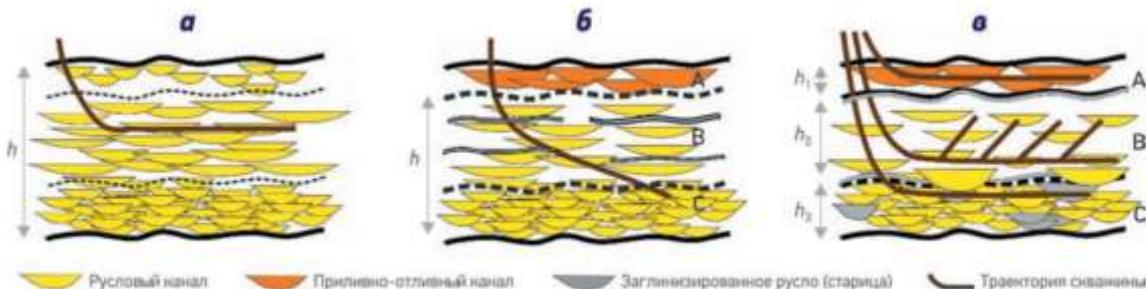


Рис. 3. Схематическое представление деления разреза на циклиты (А, В, С), а также заложения скважин на объекте X в 2013 (а), 2014–2015 (б) и 2016 (в) гг. [2]

Экономическая оценка внедрения технологии «Fishbone» и её сравнение с обычным бурением горизонтальных скважин проводилась на основании расчета отношения коэффициента продуктивности скважины к стоимости её строительства в зависимости от длины горизонтального ствола. На основании полученной оптимальной длины, проводки и межрядного расстояния сравнивались конструкции заканчивания скважин. Было установлено, что в монолитном хорошо связанном коллекторе перспективнее бурение горизонтального ствола, а в расчлененном коллекторе – бурение многозабойных скважин [3].

В ходе данной исследовательской работы были проанализировано геологическое строение объекта разработки на месторождении Мессояхской группы и обоснована перспективность метода заканчивания скважин с применением технологии «Fishbone». На основании результатов проведенных опытно-промышленных работ на куст для трех скважин было доказана высокая эффективность использования данной технологии интенсификации притока.

#### Литература

1. Минева О.К., Минев В.С. Преимущества технологии строительства многоствольных высокотехнологичных скважин типа "Рыбья кость" //Геология, география и глобальная энергия. – 2017. – №. 2. – С. 77-83.
2. Белозеров Б. В. и др. Стратегия учета латеральной неоднородности пласта ПК 1-3 при сопровождении бурения горизонтальных скважин на Восточно-Мессояхском месторождении //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 1. – С. 16-19.
3. Сугаипов Д.А. и др. Опыт применения многоствольных скважин в пластах аллювиального генезиса Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 12. – С. 49-51.
4. Листойкин Д.А., Ридель А.А., Коваленко И.В. Гидродинамические исследования скважин как инструмент корректировки геологических данных и оценки влияния подстилающих вод на разработку пласта ПК 13 Восточно-Мессояхского месторождения //ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 1. – С. 52-57.
5. Загребельный Е.В. и др. Определение оптимального типа заканчивания горизонтальной скважины и способа вывода ее на режим на примере разработки пласта ПК 1-3 Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 5. – С. 40-43.
6. Ниткалиев И.М. и др. Гипотезы образования многоконтактных залежей в условиях континентального генезиса отложений пласта ПК1-3 Восточно-Мессояхского месторождения //Нефтяное хозяйство. – 2016. – №. 3. – С. 34-37.

### ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА АНОМАЛЬНОЙ НЕФТИ

**Пономарева У.В., Чеканцева Л.В.**

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Одной из основных технологических характеристик нефти является вязкость, которая имеет большое значение при разработке и эксплуатации месторождений. Изучение режимов течения позволяет в дальнейшем проводить мониторинг и при необходимости регулировать свойства продукта. Запасы лёгких нефтей истощаются. Основная технологическая проблема, как при добыче, так и при транспорте тяжёлой нефти состоит в очень высоких значениях вязкости [1]. Поэтому разработка запасов нефти с аномальными реологическими свойствами на долгосрочную перспективу в настоящее время остаётся востребованной.

Целью данной работы является изучение реологических характеристик аномальной нефти в определённом диапазоне температур и с различными дозировками деэмульгатора.

В работе был проведён анализ реологических свойств аномальной нефти. Её физико-химические свойства, которые представлены в таблице, были взяты из технического регламента компании. Обводнённость была определена в пробе по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 39,8 % (об).

*Таблица*

*Физико-химические свойства исследуемой нефти*

Наименование	Ед. измерения	Значение
Плотность разгазированной нефти	кг/м <sup>3</sup>	981,1
Обводнённость	% (об.)	39,8
Массовое содержание:		
серы	%	0,44
смол силикагелевых	%	5,09
асфальтенов	%	1,60
парафинов	%	6,75

В работе ранее были проведены исследования влияния ингибиторов парафинообразования при разных дозировках и температурах этой нефти, когда её обводнённость составляла 36,8 % [2]. Поскольку значение обводнённости растёт, было принято решение изучить влияние действия деэмульгатора на реологические характеристики нефти. Измерения были проведены на программируемом вискозиметре Брукфилда DV-II+PRO, который предназначен для определения вязкости жидкости при заданных скоростях сдвига [3]. Вязкость измерялась посредством пересчёта крутящего момента, необходимого для вращения шпинделя прибора при его погружении в