

осложненных условиях ЯНАО // SPE Москва, Россия, 16-18 октября 2012. – ООО «Газпромнефть НТЦ», 2012 – SPE 162103.

3. Ракутько А.Г., Буракова Л.П., Лукьяненко Н.Д. Оценка состава и свойств асфальто-смоло-парафиновых отложений // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: Сб. науч.тр. БелНИПИнефть. –Гомель: -2004. – Вып.5. – Ч.1. – С.289-296.

**ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ С МНОГОСТАДИЙНЫМ
ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ С**

Ю.С. Березовский, А.С. Трушко

Научные руководители: доцент О.С. Чернова, доцент Г.М. Татьяна

Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящий момент в нефтегазовой индустрии остро стоит проблема разработки низкопроницаемых коллекторов со значением начальных нефтенасыщенных толщин менее 10 метров.

Для таких коллекторов зачастую неэффективно применение наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта, поскольку получаемый дебит нефти оказывается ниже экономического предела рентабельности и не окупает затраты на бурение.

В связи с этим в последние годы набрала популярность технология бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта – данная технология позволяет сократить количество скважин для бурения, увеличить стартовые показатели работы скважины, продлить время работы, имеет более высокую экономическую эффективность.

По месторождению С в 2017 году за счет опробования разведочной скважины произошел прирост геологических запасов на 1750 тыс т. (рисунок 1)

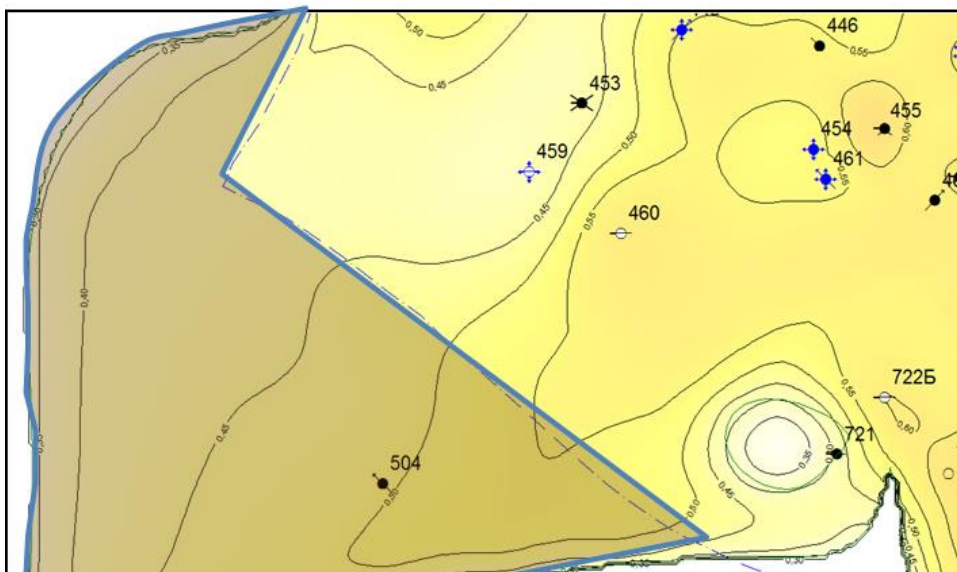


Рис. 1 Зона прироста запасов по месторождению С

Для выбора наиболее эффективного варианта разработки на начальной стадии было рассчитано 3 варианта – применение наклонно-направленных скважин с гидравлическим разрывом пласта, горизонтальных скважин и горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (рисунок 2).



Рис. 2 Варианты разработки зоны прироста запасов

Для варианта с горизонтальными скважинами было выбрано направление для бурения с юго-запада на северо-восток (перпендикулярно региональному стрессу) – в связи с наибольшим потенциалом получаемых дебитов.

На секторной модели данного участка были рассчитаны различные варианты, экономическая оценка показывает - наиболее выгодным вариантом является бурение горизонтальных скважин длиной 700 метров с расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважин 500 метров – рисунок 3.

Для варианта 3 было подобрано оптимальное расстояние между стадия многостадийного гидравлического разрыва пласта, и получено, что для выбранной длины скважины (700 м) оптимально проводить 7 стадий (рисунок 4).

По результатам расчетов оптимальным получился вариант 3, он достигает наилучшего коэффициента извлечения нефти, а также позволяет достигать наибольшей экономической эффективности (таблица).

Применение технологии бурения горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта позволяет существенно увеличить КИН, а также улучшить рентабельность проекта.

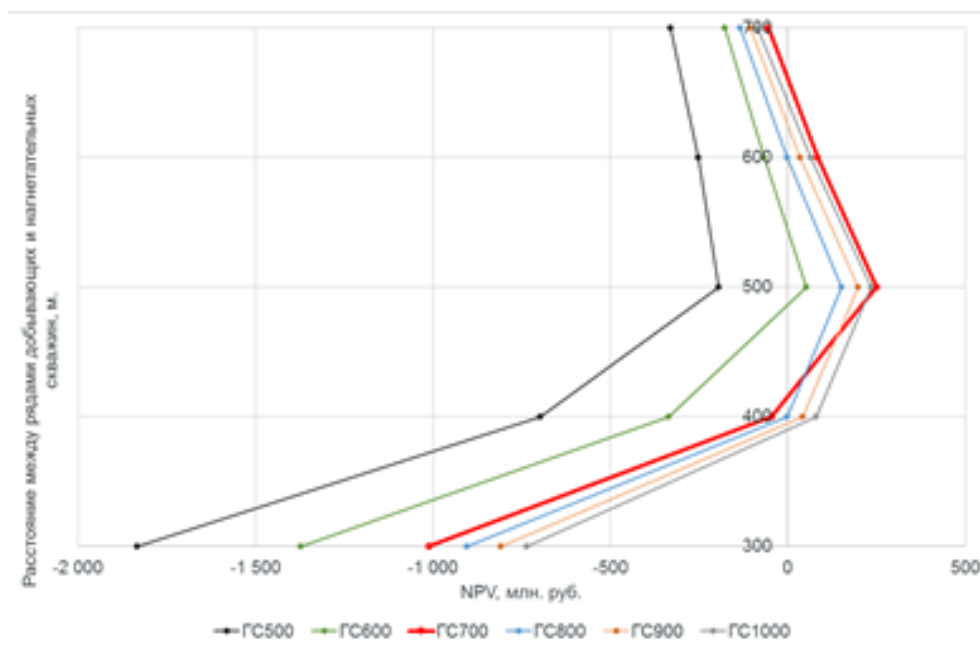


Рис.3 Обоснование плотности сетки и длины ствола горизонтальной скважины

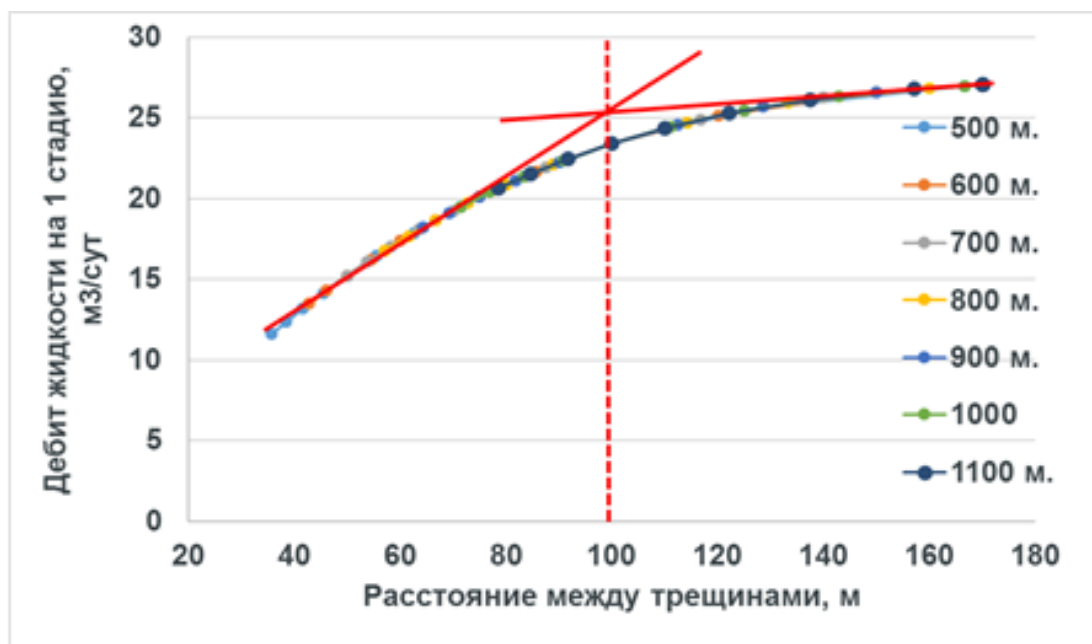


Рис. 4 Обоснование количества стадий при проведении многостадийного ГРП

Таблица

Результаты расчета		
Вариант	КИН, д.е.	ЧДД, млн. р
Вариант 1 (ННС + ГРП)	0,152	-169
Вариант 2 (ГС)	0,184	164
Вариант 3 (ГС+МГРП)	0,220	241

Стоит отметить, что при расчетах направление ствола выбиралось перпендикулярно региональному стрессу, для получения перпендикулярных трещин, позволяющих увеличить охват по пласту, а также добиться более высоких стартовых дебитов. Однако данная сетка имеет менее равномерное вытеснение, по сравнению с продольной системой трещин.

В дальнейшем в работе планируется расчеты вариантов на модели с применением «Local Grid Refinement» - уменьшение размера сетки в модели для учета процесса фильтрации в окколоскважинной зоне. Это позволит учесть процессы фильтрации из пласта к трещинам и более корректно оценить степень выработки запасов в случае перпендикулярного и продольного варианта распространения трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта.

Литература

1. Персянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр». 2000 – С. 347-433
2. Понграц Р., Кувшинов И.К., Латкин К.Э. Эволюция технологии гидравлического разрыва пластов в России. // SPE114876. – 2008.
3. Мартюшев Д.А., Мордвинов В.А. Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений. // Нефтяное хозяйство. 2014. – №1. – С. 67–69.
4. Цейтлин С.Д., Мирзоев Г.Г., Кашик А.С. Новая технология оптимизации добычи. // ROGTEC – Российские нефтегазовые технологии. 2014. – September.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РАСЧЕТА ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ

А.А. Билялов

Научный руководитель – профессор И.В. Гончаров

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В случае расхождения принятой в модели свойств нефти согласно уравнению состояния (EoS) от фактических данных, применяются методы расчета при помощи PVT – корреляций. Используемые корреляции далеко не всегда дают точные результаты ввиду того, что они построены на основе данных по определенному региону (Норвегия, Саудовская Аравия, США и пр.). Как правило, условия залегания и природы нефти от месторождения к месторождению могут значительно отличаться, что обуславливает различия в PVT – свойствах. В данной работе была опробована новая методика расчета давления насыщения пластовой нефти, основанная на использовании обучения искусственных нейронных сетей. Также было проведено сравнение используемой методики с наиболее часто применяемыми на практике PVT – корреляциями.

Давление насыщения, это – давление при котором из пластовой нефти начинает выделяться растворенный газ. Определение давления насыщения важно при разработке месторождения, чтобы не допустить разгазирования нефти в призабойной зоне. При разгазировании может образоваться газовая шапка, гидраты наличие которых усложнит приток нефти.

Известно, что давление насыщения напрямую зависит от ряда факторов, таких как газосодержание, плотность газа, плотность сепарированной нефти, температура пласта. Для определения такого рода сложных многопараметрических зависимостей и используются нейронные сети.

Искусственные нейронные сети представляют собой математическую модель, построенную по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей. Они позволяют находить сложные взаимосвязи между несколькими группами параметров. Работа выполнялась при помощи инструмента NNTool в программе Matlab. Схематически механизм работы использованных в работе двухслойных нейронных сетей можно представить следующим образом (Рисунок).

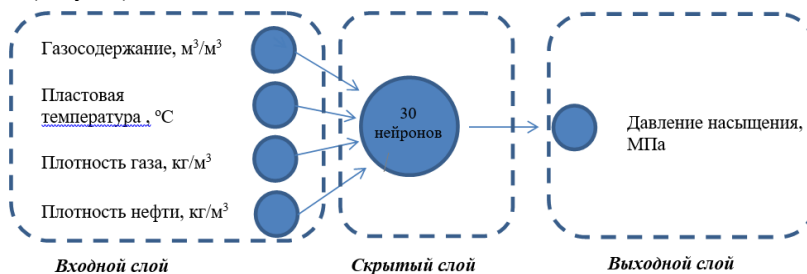


Рис. Структура двухслойной нейронной сети