

Таблица 2

Параметры разработки

	Дебит нефти, м ³ /сутки (2014)	Накопленная добыча нефти, млн. м ³ (2016)	Накопленная добыча газа, млрд. м ³ (2016)
Базовый вариант	1018	0,573	1,234
Линия низкого давления (раздельная система сбора)	1096	0,697	1,265
Линия высокого давления (раздельная система сбора)	1165	0,709	1,207

Таким образом, подтверждается влияние общей системы сбора на эффективность разработки месторождения «Х». С помощью интегрированной модели установлено явление передавливания скважин, вызванное высоким устьевым давлением в скважинах, эксплуатирующих пласт Ю11. Это стало возможным благодаря интеграции гидродинамических моделей с производственной системой в программном обеспечении МЕТТЕ.

Рассмотрены предлагаемые концептуальные проекты, и вариант с использованием линии высокого давления показал наилучшие результаты. По приблизительным экономическим оценкам, внедрение линии высокого давления принесет компании два миллиарда рублей прибыли в первые годы. Таким образом, используя результаты моделирования, можно прогнозировать схему разработки месторождения «Х», подбирать наиболее экономически выгодные варианты для её оптимизации.

Литература

1. Antonenko D.A. et al. Integrated Modeling of the Priobskoe Oilfield (Russian) //SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2008. Barsukov V. Summary measurement report of GOR for TomskGazprom company. – 2013. (Oilteam company).
2. GeoQuest S. ECLIPSE reference manual //Schlumberger, Houston, Texas. – 2012.
3. Khasanov M.M. et al. Optimization of Production Capacity for Oil Field in the Russian Arctic (Russian) // SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2013.
4. Lomovskikh S.V. et al. Optimization of produced water dumping using conceptual model of field infrastructure //SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
5. Mustaeva S. et al. Integrated Reservoir Modeling of Two Urengoy Gas Fields (Russian) // SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2012.

**РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРИ ПОМОЩИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МНОГОСТАДИЙНЫМ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ РАЗРЫВОМ
ПЛАСТА**

Б.К. Каскырбаев, В.М. Ножкин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Объектом исследования данной статьи являются трудноизвлекаемые запасы месторождений Западной Сибири, имеющие значения нефтенасыщенных толщин менее 30 метров, а проницаемость менее 10 мД.

По мере снижения проницаемости разрабатываемых месторождений происходит снижение проницаемости вводимых в разработку месторождений.

Со снижением проницаемости растет вклад технологической составляющей над геологической, для эффективной разработки месторождений необходим поиск новых технологических решений (рисунок 1.)

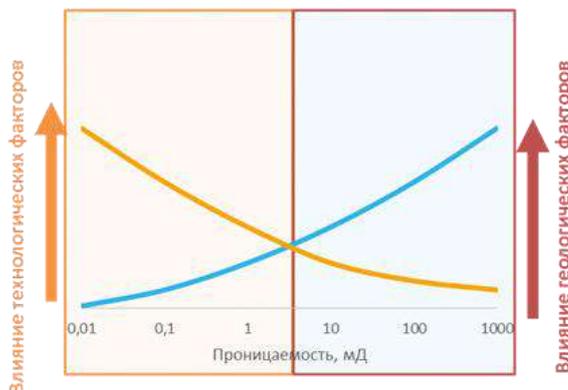


Рис. 1. Влияние технологического фактора на разработку месторождений

С учетом роста влияния технологического фактора наиболее актуальным вопросом для данных месторождений является подбор оптимальной стратегии разработки.

В первую очередь стоит отметить, что для месторождений с параметром $k \cdot h$ меньше 300 мД*м происходит переход от бурения наклонно-направленных скважин на бурение горизонтальных скважин.

Данный тип заканчивания имеет значительно большую эффективность.

Рассмотрим получаемые результаты на примере трех месторождений Западной Сибири с показателем $k \cdot h$ меньше 100 мД*м – рисунок 2

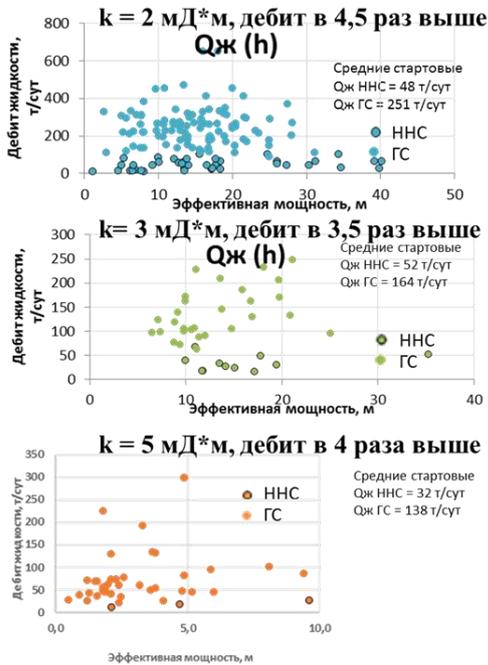


Рис. 2 Сравнение продуктивности горизонтальных и наклонно-направленных скважин

В рамках существующих технология бурения скважин длиннее 1000 м требует привлечение более дорогостоящей БУ, использование РУО, а также проведение привлечения флота ГНКТ для проведение МГРП, что приводит к значительному удорожанию стоимости скважин

В настоящий момент оптимальная длина ГС участка – 1000 м, однако с развитием технологии бурения возможно дальнейшее удлинения длины ствола

Направление скважины относительно регионального стресса

Как показывает фактический опыт бурения скважин, перпендикулярное расположение трещин МГРП позволяет получать более высокие дебиты, однако при этом усложняется процесс создания системы ППД.

В связи с этим необходимо проводить расчеты для каждого конкретного месторождения, поскольку оптимальное направление бурения скважины зависит от проницаемости пласта.

Как видно из результатов работ, показанных на рисунке 4 для месторождения X бурение поперечных скважин позволяет получать большие дебиты нефти, но меньшую накопленную добычу.

Существуют месторождения, для которых начальный вклад играет решающую роль из-за необходимости компенсации инвестиций, но также имеются случаи, когда большая накопленная добыча является более выгодной.

Как видно на примере трех месторождений с разной проницаемостью, горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта имеют значительно более высокие стартовые дебиты.

Помимо стартовых дебитов горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта имеют большую зону дренирования, тем самым позволяя отказаться от бурения дополнительных скважин.

При этом эффективность горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта зависит от правильно подобранной технологии.

Ключевыми параметрами в разработке трудноизвлекаемых запасов месторождений западной Сибири являются:

- Оптимальная длина горизонтального участка.
- Направление скважины относительно регионального стресса.
- Плотность портом МГРП.

Оптимальная длина горизонтального участка

На рисунке 3 приведена зависимость стартового дебита жидкости от длины скважины.

С увеличением длины горизонтального участка происходит линейный прирост дебитов.

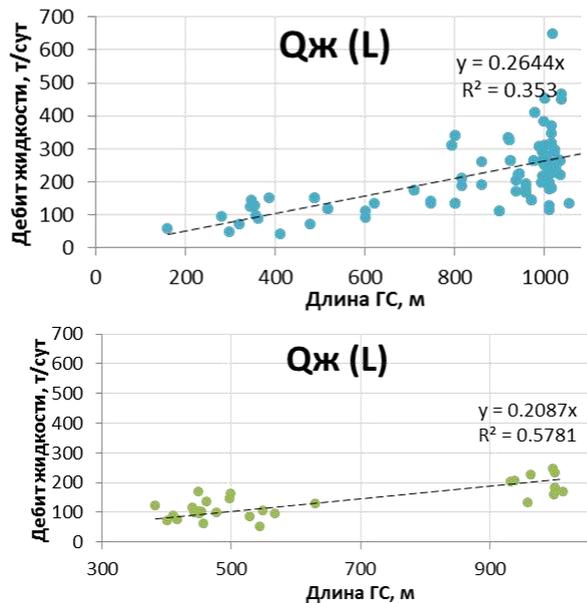


Рис. 3 Зависимость стартового дебита от длины горизонтального участка скважины

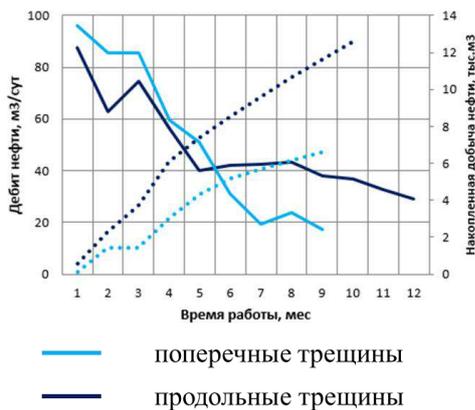


Рис.4 Выбор направления бурения скважин



Рис. 5 Оптимальная плотность портов МГРП

Плотность портом МГРП

Опыт бурения ГС с МГРП на месторождениях Канады показывает перспективность уплотнения портов МГРП до 100 м, поскольку происходит пропорциональный рост дебита жидкости – рисунок 5.

Однако опыт проведения МГРП на месторождениях Западной Сибири говорит о существенном росте стоимости за счет необходимости привлечения флота ГНКТ – рисунок 6.

Подобные результаты объясняются большей глубиной скважины и менее современные технологии.

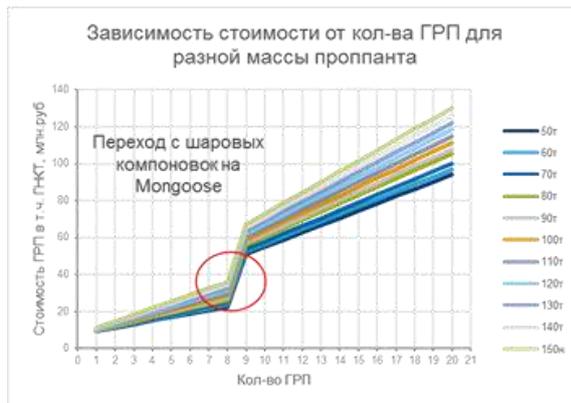


Рис. 6 Стоимость МГРП для месторождений Западной Сибири

Здесь также стоит сказать, что не существует оптимальной цены, однако иногда существуют технологические ограничения, а иногда ограничения касающиеся оптимальности с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств.

Из проведенного анализа можно сделать следующие выводы:

- Бурение горизонтальных скважин на пласты менее 30 м имеет значительно более высокую экономическую эффективность.
- Оптимальная длина горизонтального участка скважины в настоящий момент 1000 м. Дальнейшее увеличение длины имеет высокий потенциал в связи с линейным ростом дебита, однако требует дополнительной проработки.
- Для проницаемости менее 10 мД на горизонтальных скважинах необходимо проведение МГРП.
- Скважины с поперечным расположением трещины имеют более высокую продуктивность.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ ИЗ НЕОДНОРОДНЫХ МНОГОПЛАСТОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОСОДЕРЖАНИЕМ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Д.И. Квинт

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

На сегодняшний день разработка месторождений Западной Сибири, где сосредоточено более две трети нефти и 90% российского газа, находится, либо вступает в последнюю стадию разработки, и актуальным становится добыча трудноизвлекаемых запасов. Но ввиду ряда определённых факторов, технология извлечения уже не будет такой результативной, как на месторождениях, характеризующихся низким числом осложняющих факторов. Одними из таких причин, затрудняющих добычу, относятся высокие значения неоднородности, газового фактора, не маловажным являются особенности геологического строения самих залежей. Поэтому, в настоящее время разработка таких месторождений требует эффективных методов извлечения углеводородов.

Большинство месторождений имеет многопластовое строение, и применение эффективных технологий в настоящее время особенно актуально в эпоху завершающей стадии разработки. Одним из перспективных и широко используемых в нефтедобывающих компаниях технологических решений является одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) нескольких пластов с применением специальных насосных установок. Промысловый опыт