

**АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБЪЕКТОВ  
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ. СОСТАВЛЕНИЕ СТРАТЕГИИ РАЗРАБОТКИ  
ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ЕЕ ДАЛЬНЕЙШЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ  
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

**В.С. Горбачев**

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков

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

В настоящее время нефтегазовые компании сталкиваются с ежегодным истощением ресурсной базы верхнеюрских и нижнемеловых отложений. В связи с этим, одной из наиболее актуальных задач является извлечение нефти из палеозойских отложений. Интерес к формированию в них месторождений не ослабевал с момента начала активной разработки основного юрско-мелового нефтегазоносного этажа в пределах крупнейшего Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Существует большое количество неразрабатываемых мелких месторождений с низкой степенью изученности, которые в дальнейшем могут стать перспективной возможностью прироста добычи нефти [1]. Однако большинство палеозойских отложений можно отнести к трудноизвлекаемым запасам, успешное извлечение которых зависит от решения ряда вопросов [2]:

- создание рабочей трехмерной модели объектов;
- выбор рационального размещения скважин;
- определение оптимального режима эксплуатации скважин с учетом особенности месторождений;
- обоснование способов заканчивания и типов скважин;
- целесообразность планирования различных геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В данной работе рассматривается анализ ГТМ по палеозойским отложениям месторождений Томской области. Рассматриваются два объекта эксплуатации: пласт М коры выветривания и пласт М<sub>1</sub> коренной палеозой [3]. Сравнение пластов представлено в таблице 1.

*Таблица 1*

*Сравнение пластов коры выветривания с коренным палеозоем*

Кора выветривания (пласт М)	Коренной палеозой (пласт М <sub>1</sub> )
Кремнистые отложения (Si)	Карбонатные отложения (Ca)
Поровый коллектор	Трещиноватый коллектор
Низкая проницаемость	Высокая проницаемость трещин
Блоковое строение	Большая мощность коллектора

Выделение коренного палеозоя от коры выветривания осуществляется по аномально высоким значениям сопротивления. Несмотря на различное геологическое строение и различия фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) месторождений, мероприятия рассматривались в совокупности по объекту М и по объекту М<sub>1</sub>. С целью выбора оптимальных ГТМ и технологических решений для дальнейшего применения на палеозойских отложениях был проведен анализ выполненных технологических решений, применяемых на месторождениях. В ходе работы успешными принимаются ГТМ, которые дали увеличение дебита, и срок работы составил более 6 месяцев с момента реализации мероприятия. Для оценки экономического эффекта была создана аналитическая модель, в которой заданы следующие условия:

- добыча нефти велась непрерывно;
- значения дебитов достраивались учетом коэффициента падения базового дебита;
- остановочный дебит Q= 0,5 т/сут;
- экономическая эффективность оценивалась по нормативам текущего периода.

Всего было рассмотрено 51 ГТМ, все анализируемые скважины наклонно-направленные (ННС). Результаты оценки приведены в таблице 2.

*Таблица 2*

*Результаты анализа ГТМ по месторождениям Томской области*

Тип ГТМ	Количество		Экономически эффективные ГТМ	
	М	М <sub>1</sub>	М	М <sub>1</sub>
Ввод новых скважин	7	11	1	4
Зарезки боковых стволов	1	4	0	3
Ремонтные работы	2	5	0	3
Дополнительная перфорация	2	4	1	4
Гидравлический разрыв пласта	4	1	4	1
Вывод из бездействия	2	3	0	3
Переводы и приобщения	3	2	3	2
Итого	21	30	9	20

После оценки результатов расчетов, было определено, что не все успешные ГТМ являются экономически эффективными по следующим причинам: низкий стартовый дебит, высокие расходы на проведение мероприятия. Наиболее высокие дебиты были получены в результате ввода новых скважин, зарезки боковых стволов и различных ремонтных работ. Для всех видов ГТМ наиболее продуктивным является пласт М1 по сравнению с пластом М. Для пласта М характерны низкие стартовые дебиты без интенсификации, наиболее эффективный ГТМ – гидроразрыв пласта (ГРП). По результатам экономического анализа бурение ННС без ГРП для большинства месторождений не является эффективным. К основным причинам неудачных скважин можно отнести низкие значения ФЕС пласта, попадание в водонасыщенную зону или приразломную зону локального ухудшения ФЕС. На рисунке 1 представлено распределение стартовых дебитов при бурении ННС.

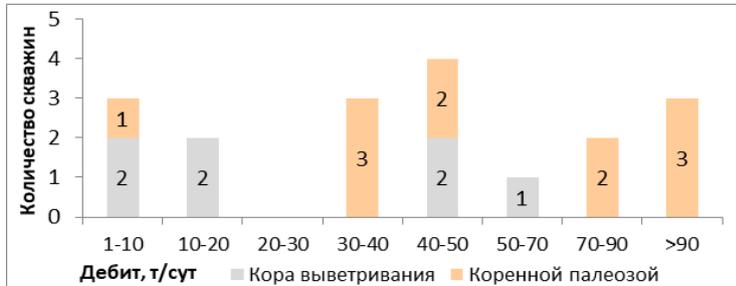


Рис. 1 Распределение стартовых дебитов ННС

прогнозные показатели работы скважин и по ним была оценена экономическая эффективность в аналитической модели. На рисунке 2 показано распределение стартовых дебитов ГС и ГС с МГРП.

При проектировании разработки необходимо рассматривать дополнительные виды ГТМ: бурение горизонтальных скважин (ГС), горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта (ГС с МГРП). Конструкция ГС с МГРП позволяеткратно увеличить площадь дренирования запасов и соответственно продуктивность по сравнению с ННС. Было выполнено 3D-моделирование на адаптированной модели в заданных реальных условиях одного из месторождений. Получены

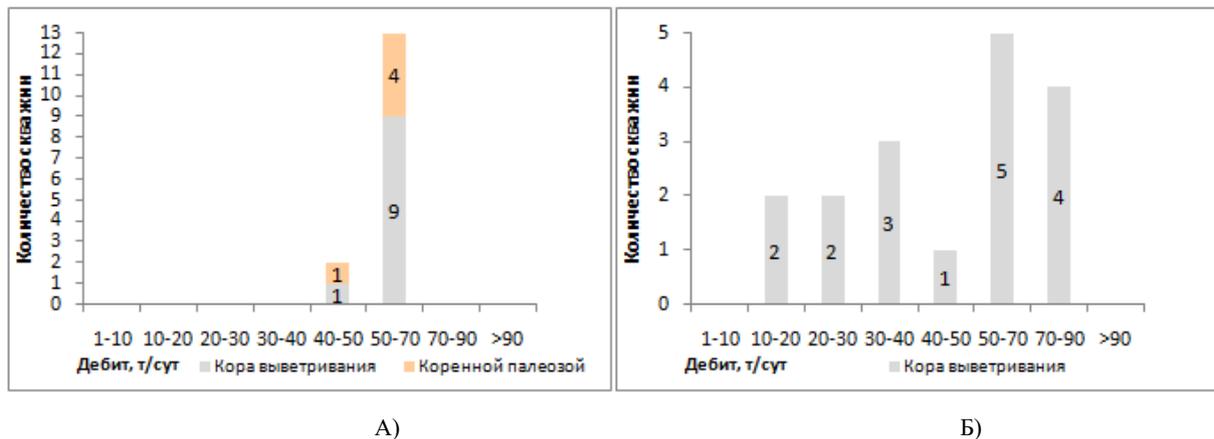


Рис.2 Распределение стартовых дебитов ГС (А) и ГС с МГРП (Б)

Анализ расчетов показал, что все прогнозные скважины экономически эффективные. При использовании горизонтальных скважин можно добиться увеличения дебита на 23% по сравнению с наклонно-направленными. Метод бурения горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта позволяет добиться увеличения дебита почти в 2 раза относительно дебита наклонно-направленных скважин на продуктивном пласте М. Данная технология является наиболее предпочтительной при разработке отложений, относящихся к коре выветривания. Таким образом, бурение ГС и ГС с МГРП могут стать одними из самых востребованных способов заканчивания продуктивных горизонтов палеозойских отложений в ближайшем времени.

#### Литература

1. Елкин Е.А., Краснов В.И., Бахарев Н.К. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири. – Новосибирск, 2015. – 163 с.
2. Клещев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М.: ВНИГНИ, 2014. – 214 с.
3. Ковешников А.Е., Недолико Н.М. Коры выветривания доюрских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 320. – № 1. – С. 77–81.
4. Стасова О.Ф., Ларичев А.И., Ларичкина Н.И. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. 1998. – № 7. – С. 4–12.