

УДК 622.276.1/4

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК
МНОГОПЛАСТОВОГО ЗАЛЕГАНИЯ**
MODELING OF THE OIL RIMS DEVELOPMENT OF MULTI-ZONE
OIL RIM RESERVOIR

И. В. Коваленко, С. К. Сохошко

I. V. Kovalenko, S. K. Sokhoshko

ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

*Ключевые слова: многопластовое залегание; многостадийный гидроразрыв пласта;
одновременно-раздельная эксплуатация*

Key words: multi-zone oil rim reservoir; multistage hydraulic fracturing; dual completion

На Восточно-Мессояхском месторождении [1] имеется участок залегания группы пластов (рис. 1), располагающихся плотно друг над другом и вместивших в себя значительное количество геологических запасов нефти. Данные объекты являются оторочками нефти, которые объединены в так называемый Блок-4.

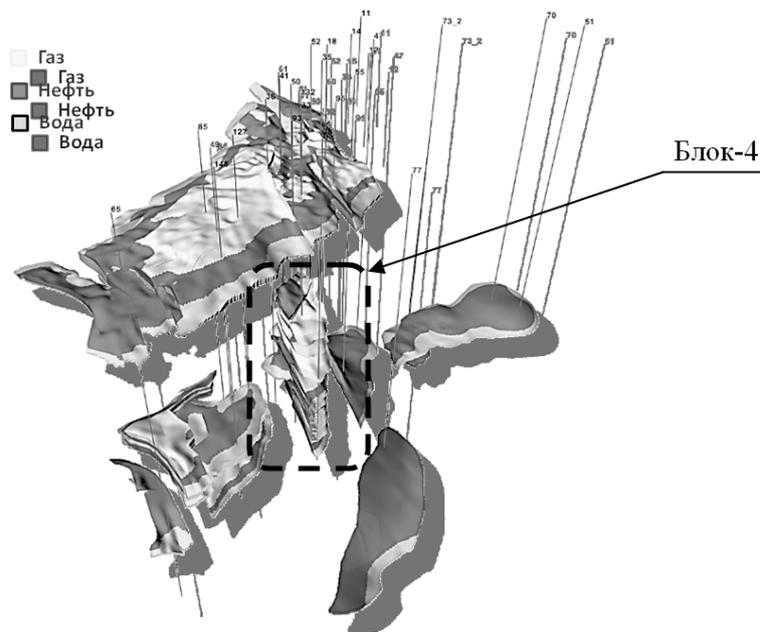


Рис. 1. Блок-4 («пирог») на Восточно-Мессояхском месторождении

Особенностью данного объекта является то, что количество пластов так называемого пирога составляет свыше тридцати и преимущественно объекты являются незначительными по запасам, что делает индивидуальную разработку по пластам малопривлекательной. Если же рассматривать данную группу пластов в целом, то количество запасов достигает 150 млн т геологических запасов нефти, что является перспективным с точки зрения добычного потенциала. Ключевая сложность разработки — это технология бурения и заканчивания скважин, которая могла бы обеспечить экономическую целесообразность и технологическую возможность разработки сразу нескольких маломощных пластов.

На первом этапе концептуального проектирования была проведена аналитическая (первый столбец) и секторно-численная (второй столбец) оценка перспективности индивидуальной разработки основных залежей Блока-4 (рис. 2).

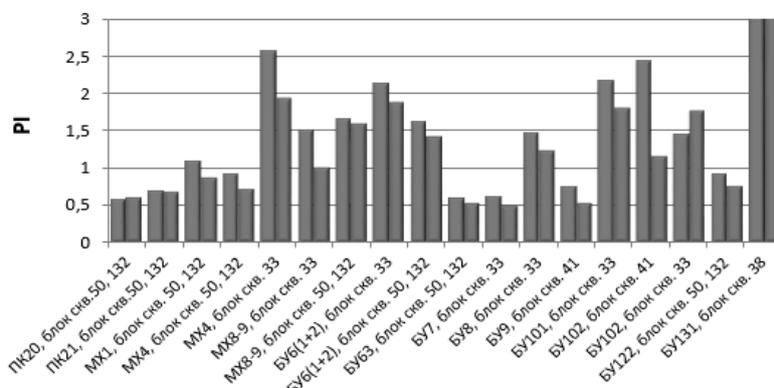


Рис. 2. Индивидуальная эффективность разработки основных пластов Блока-4

Как видно из рисунка 2, только половина объектов, согласно численно-аналитической оценке, может быть вовлечена в индивидуальную экономически целесообразную разработку. Поэтому следующим шагом было решение определить пласты, показавшие индивидуально высокий PI , в качестве первостепенных и подобрать наиболее удобные второстепенные пласты приобщения к каждому из первостепенных. Экономическая нагрузка на первостепенные пласты немного возросла за счет необходимости применения более сложной конструкции скважин, позволяющей проводить бурение второстепенного ствола на соседний пласт разработки, а на второстепенные снизилась, поскольку расходы связаны только с бурением дополнительного ствола скважины.

В результате было определено, что фактически все объекты могут быть вовлечены в разработку с допустимым PI равным 1, 2 (рис. 3).

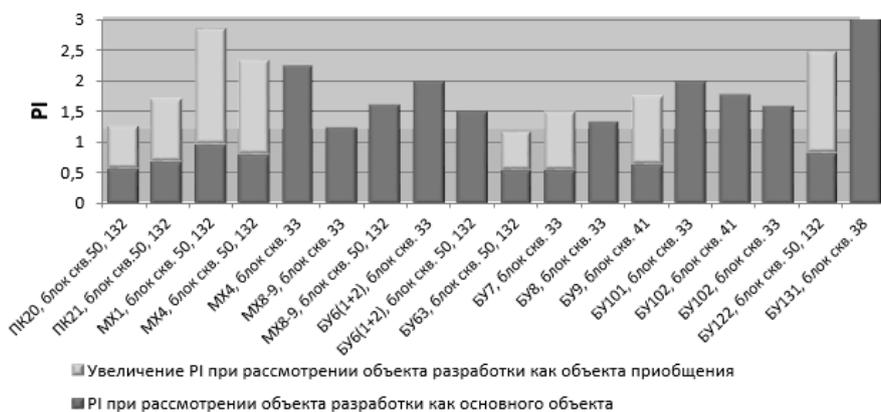


Рис. 3. Увеличение эффективности разработки объектов Блока-4 с PI меньше 1,2 за счет бурения вторых стволов на скважинах с PI больше 1,2

Благодаря бурению вторых стволов со скважин первостепенных объектов на второстепенные объекты удалось вовлечь в эффективную разработку почти все основные объекты, что позволило максимизировать NPV.

Приоритет бурения по основным пластам — БУ₁₃¹, МХ₄, МХ₈₋₉, БУ₆⁽¹⁺²⁾, БУ₈, БУ₁₀¹, БУ₁₀², по второстепенным — ПК₂₀, ПК₂₁, МХ₄, БУ₇, БУ₉, БУ₁₀¹, БУ₁₂².

Принимая во внимание, что рассматриваемые объекты разработки во многом являются малоизученными, дополнительно был проведен анализ устойчивости геологического решения. С использованием секторного моделирования основные свойства по планируемому к разработке пластам Блока-4 были проварьированы по трем основным направлениям: 1) неопределенность по нефтенасыщенной толщине; 2) неопределенность по отношению нефтенасыщенной толщины к газонасыщенной и водонасыщенной толщинам; 3) неопределенность по фильтрационно-вязкостным свойствам (мобильность системы) (рис. 4).

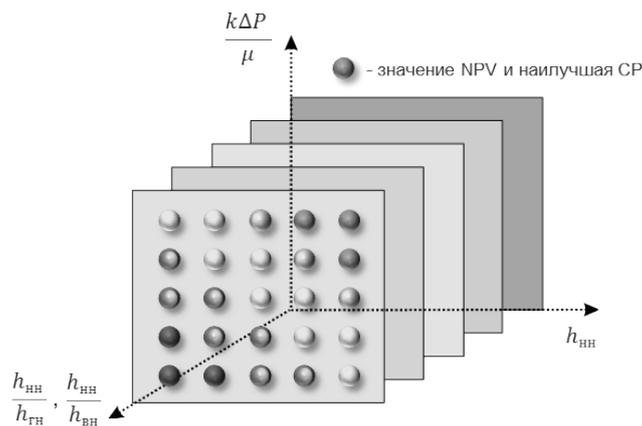


Рис. 4. Матрица устойчивости геологического решения

Пласты, показавшие наименьшую устойчивость геологического решения (переход в отрицательную зону по экономическим показателям), были определены как пласты, требующие доизучения, и исключены из первоочередного перечня разработки объектов.

В результате итоговая картина по распределению геологических запасов Блока-4 посредством ранжирования объектов и применения многозабойного бурения скважин приняла следующий вид (рис. 5).

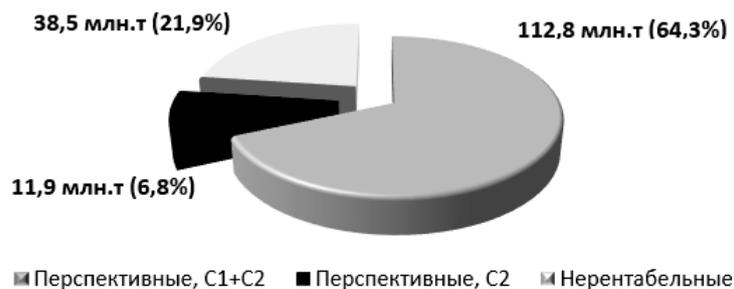


Рис. 5. Распределение геологических запасов Блока-4

Также стоит отметить, что ввиду очень плотного расположения пластов друг над другом использование скважин многозабойного заканчивания также целесообразно для уменьшения количества основных вертикальных стволов для предотвращения пересечения траекторий скважин (рис. 6).

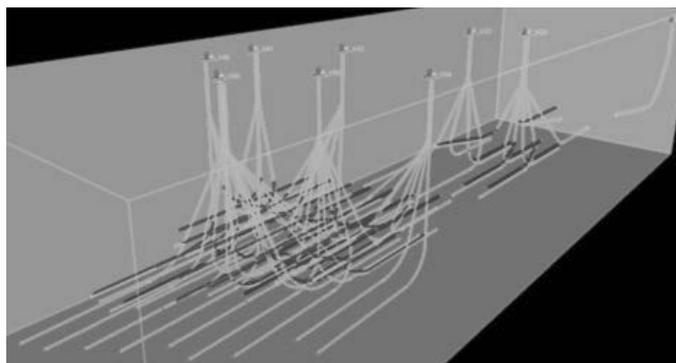


Рис. 6. Схема кустования с многозабойными скважинами

На завершающем этапе была проведена работа по максимизации экономических показателей разработки Блока-4 за счет использования адаптивных систем разработки на малых залежах. Это подразумевает использование в одних случаях неструктурированного расположения скважин из-за особенностей геометрии экономически рентабельных нефтенасыщенных толщин, в других случаях — отказ от использования нагнетательных скважин в случае узких и незначительных рентабельных нефтенасыщенных толщин. В качестве примера приведены итоговые системы разработки для некоторых пластов (рис. 7).

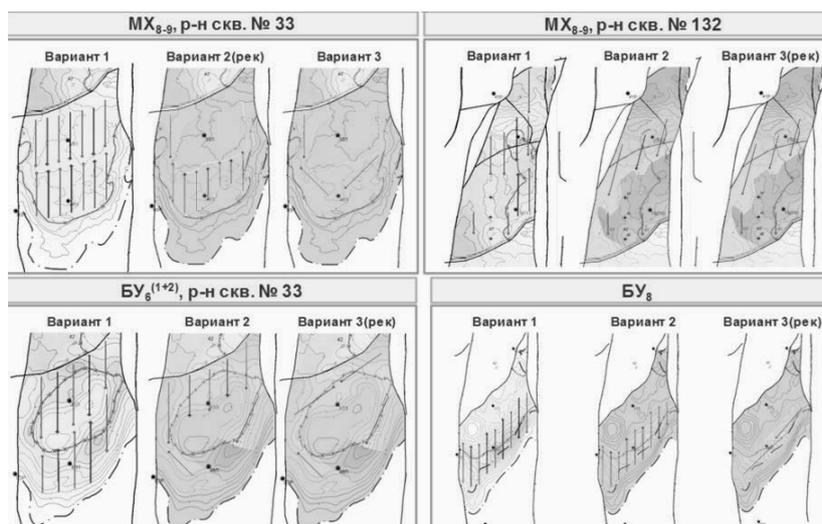


Рис. 7. Расположение скважин в рентабельных зонах оторочек Блока-4

Таким образом, в результате ранжирования объектов на первостепенные и второстепенные с использованием многозабойных горизонтальных скважин и технологии одновременно-раздельной эксплуатации, оценки устойчивости геологического решения, адаптирования регулярной системы разработки к геометрии рентабельных нефтенасыщенных толщин, а также использования в чистых нефтяных зонах многостадийного гидроразрыва пласта удалось вовлечь в рентабельную разработку около 80 % всех геологических запасов Блока-4, что составляет около 120 млн т нефти, существенно превышая предыдущую оценку рентабельных геологических запасов нефти в 40 млн т нефти по классическому подходу индивидуальной разработки пластов.

Библиографический список

1. Технологическая схема разработки Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения: отчет о НИР в 3 т. / ЗАО «Мессояханефтегаз», ООО «Газпромнефть-Развитие», ООО «Газпромнефть Научно-Технический Центр». – Тюмень, 2014.

Сведения об авторах

Коваленко Игорь Викторович, к. т. н., начальник отдела, ООО «Газпромнефть — НТЦ», г. Тюмень, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Сохойко Сергей Константинович, д. т. н., профессор, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, тел. 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

Information about the authors

Kovalenko I. V., Candidate of Engineering, Head of the Department, LLC «Gazpromneft – NTC», Tyumen, e-mail: Kovalenko.IV@gazpromneft-ntc.ru

Sokhoshko S. K., Doctor of Engineering, Professor, Industrial University of Tyumen, phone: 8(3452)283027, e-mail: sksohoshko@mail.ru

УДК 622.276.66

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ЗАЛЕГАНИЯ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ОПТИМИЗАЦИЯ СВОЙСТВ БУРОВОЙ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ИХ ВСКРЫТИЯ

**GEOLOGICAL AND TECHNICAL FEATURES OF BAZHENOV FORMATION
IN THE TERRITORY OF WESTERN SIBERIA FIELDS AND THE OPTIMIZATION
OF COMPLETION DRILLING FLUID PROPERTIES COUNTER
FLOW IMBIBITION PROBLEM**

**В. П. Овчинников, П. В. Овчинников, Н. А. Аксенова, Д. С. Герасимов,
О. В. Рожкова, С. Т. Полищук**
V. P. Ovchinnikov, P. V. Ovchinnikov, N. A. Aksenova, D. S. Gerasimov,
O. V. Rozhkova, S. T. Polishchuk

*Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва*

*Ключевые слова: сланцевая нефть; баженовские отложения; углеводороды;
промысловая жидкость; фильтрация; минералы*

Key words: slate oil; Bazhenov deposits; hydrocarbons; drilling fluid; filtration; minerals

Интерес к ресурсам углеводородов сланцевых формаций в России возник с открытием залежей нефти в глинистых породах баженовской свиты на Салымском месторождении. Сейчас баженовская свита признана нефтематеринской породой, в которой преобразование органического вещества еще не завершено, и коллектором являются глины (преимущественно монтмориллонитовые) и аргиллиты, считавшиеся ранее одним из основных региональных экранов (водоупоров) Западной Сибири.

Площадь распространения отложений баженовской свиты более 1,2 млн км², они залегают в пределах основных нефтегазовых месторождений Западно-Сибирского бассейна, что обуславливает потенциальную возможность организации их масштабной разработки. По некоторым оценкам перспективы добычи нефти к 2020 году оцениваются в 15–20 млн т, а к 2030 году — до 70 млн т [1–4].

В литологическом отношении баженовская свита представлена терригенными или метаморфическими горными породами, характеризующимися сланцеватостью — способностью легко расщепляться на отдельные пластинки, ориентированные параллельно вследствие срастания различных минералов (хлорита, актинолита, серпичита, серпентина, эпидота, мусковита, альбита, кварца, ставролита). По мнению исследователей [2, 5, 6], сланцевая нефть добывается из прослоек пород, находящихся внутри сланцевой формации (нефтематеринской породы).

Основные породообразующие компоненты свиты — глины, кремнезем и карбонаты. Уникальность баженовского бассейна и его осадков заключается также в