

ИЗУЧЕНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАСТА Ю₁ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «СЛАВНЕФТЬ-МЕГИОННЕФТЕГАЗ»

STUDY OF THE FORMATION CONDITIONS OF THE RESERVOIR J₁ TO MINIMIZE THE RISKS OF HIGH-TECH DRILLING WELLS ON THE EXAMPLE OF ONE OF THE DEPOSITS OF JSC SLAVNEFT-MEGIONNEFTEGAS

М.А. Кузнецов, Д.А. Прунов

(ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»),

Р.Н. Асмандияров, О.Е. Курманов, В.Г. Мирошкин, А.А. Дудзинская,

Л.А. Гурьевских, А.А. Шпиндлер, А.В. Рошин, М.А. Слепухин

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Guryevskikh.LA@gazpromneft-ntc.ru
Shpindler.AA@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: сейсморазведка, атрибутный анализ, сеймофациальный анализ, горизонтальная скважина

M.A. Kuznetsov, D.A. Prunov (JSC Slavneft-Megionneftegaz, RF, Megion)

R.N. Asmandiyarov, O.E. Kurmanov, V.G. Miroshkin, A.A. Dudzinskaya, L.A. Guryevskikh,

A.A. Shpindler, A.V. Roshchin, M.A. Slepukhin (Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg)

The main factor for production wells successful placement is an accurate forecast of the geological characteristics of productive formations. Geological modelling on the basis of seismic data provides an actual areal distribution of the formation poroperm properties. Restoration of sedimentation environments, ablation and accumulation of precipitation features create a representation of the distribution of reservoir properties over the area. Dynamic parameters of the seismic wavefield are determined by the acoustic properties of rocks, thus dynamic parameters study provides presentation about the geology of objects. To analyze the variation of amplitude parameters over the laterals, a complex approach including detailed analysis of borehole and seismic data was applied. Fair presentation of prospective objects geological structure was the highlight for successful placement of horizontal wells in this field.

Keywords: seismic exploration, attribute analysis, facies analysis, horizontal well

DOI: 10.24887/2587-7399-2018-1-33-37

ВВЕДЕНИЕ

Основным фактором успешного заложения добывающих скважин является точный прогноз геологических характеристик продуктивных объектов. В настоящее время при бурении новых скважин довольно часто существующие геологические модели не подтверждаются, что влияет на показатели разработки залежей нефти и газа. Выявление локальных неоднородностей и детализация залежи в процессе бурения обусловили необходимость доизучения геологии продуктивного объекта. Построение геологических моделей с использованием сейсмических данных позволило получить достоверное распределение по площади фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта.

ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМОГО ОБЪЕКТА

Территориально участок работ расположен в Сургутском и частично Нижневартовском районах ХМАО Тюменской области. Пласт Ю₁ стратиграфически приурочен к верхнеюрским отложениям васюганской свиты (верхний бат-келловей - оксфорд). Отложения представлены песчано-глинисто-алевритовыми породами с тонкими прослоями угля. Остатки микрофауны в этих отложениях свидетельствуют о мелководно-морских условиях осадконакопления. Залежи пластовые, сводовые и литологически экранированные. Верхняя подсвита васюганской свиты включает пласты Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹, разделенные между собой пачками аргиллитов.

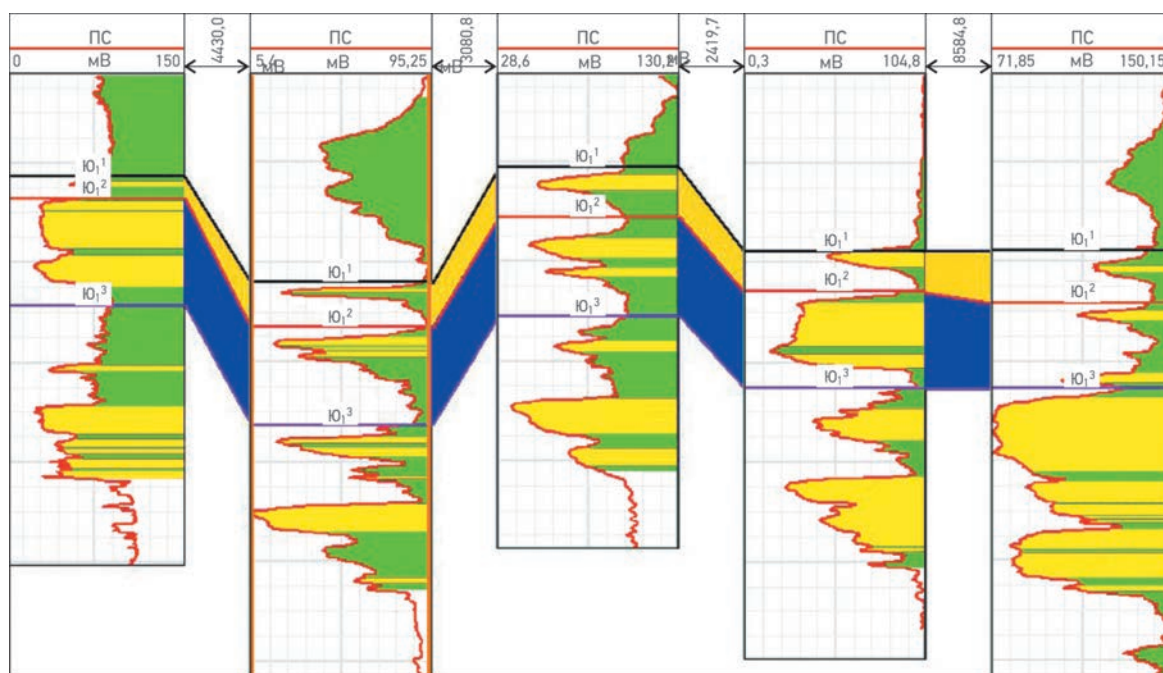


Рис. 1. Схема корреляции пласта Ю₁ (ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации)

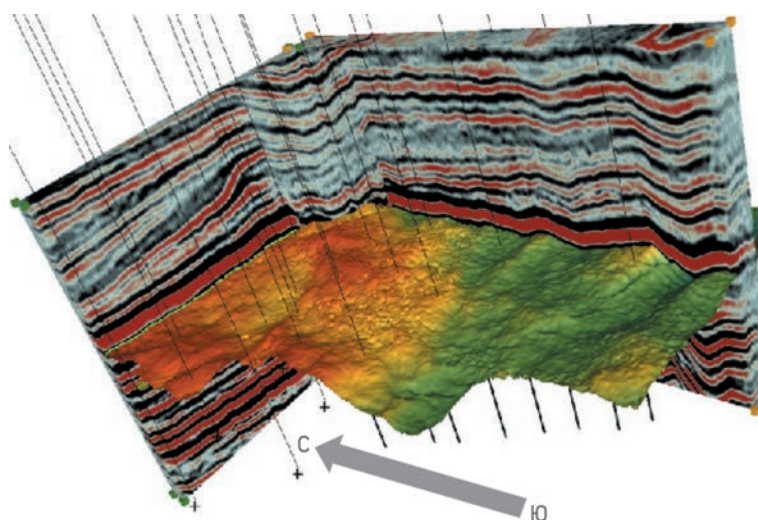


Рис. 2. Временная поверхность по отражающему горизонту (ОГ) Ю₁ и сечение сейсмического куба

Пласты характеризуются изменчивой толщиной в пределах установленных границ залежи. Нестабильность осадконакопления в условиях мелководья обусловила образование отдельных песчаных линз, не выдержанных по площади. Общая толщина пластов в пределах площади изменяется от 53 до 70 м. Эффективные толщины пластов Ю₁¹ и Ю₁² составляют от 2 до 18 м, распространение залежей в плане повторяется, за исключением некоторых участков северной части. Толщина пласта Ю₁² достигает 18 м, что значительно больше толщины верхнего прослоя: Ю₁¹, равной 1–8 м (рис. 1). В разработке находится залежь прослоя Ю₁². Залежи располагаются в северной части площади в пределах структурного поднятия. Карта времен и срез временного сейсмического куба приведены на рис. 2.

Восстановление обстановок осадконакопления, особенностей сноса и аккумуляции осадков позволило создать представление о распределении ФЕС пласта по площади. На сейсмическом разрезе ОГ Ю₁ стратиграфически соответствует кровле верхнего пласта Ю₁¹. Проследить отдельно отражение, соответствующее кровле пласта Ю₁², невозможно, так как геологические объекты толщиной порядка 10 м не создают в волновом поле отдельные сейсмические границы. Отражение, видимое на разрезе, является результатом интерференции волн от двух пластов. Таким образом, можно считать, что значения эффективных толщин этих пластов находятся в пределах разрешающей способности сейсморазведки [1]. Прогнозировать геологические свойства таких объектов можно только как суммарные данные двух пластов или пласта, толщина которого преобладает в данной части залежи. В статье описано прогнозирование пласта Ю₁², который разрабатывается на данном месторождении.

ПОСТРОЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПЛАСТА Ю₁

Для построения модели пласта была привлечена информация по 3D сейсмическому кубу данных, полученных в 2006 г. и переработанных в 2017 г. с использованием новых программных продуктов. Задача, поставленная перед группой обработки, заключалась в достижении оптимальной детализации волновой картины в интервале разреза юрских отложений. Сохранение динамического диапазона сейсмической записи, не-

обходимого для проведения анализа атрибутов, также являлось критерием для оценки качества обработки. В результате качество полученного куба позволило выполнить намеченные задачи. На сейсмическом разрезе после переобработки динамика отражений имеет различную интенсивность. Динамические параметры волнового поля определяются акустическими свойствами пород, следовательно, исследования динамики дают представление о геологии объектов. При изучении изменчивости амплитудных параметров по латерали применялся комплексный подход, включающий детальный анализ скважинных данных. При этом была использована методика В.С. Муромцева [2], которая позволила по форме кривых ПС определить различия в условиях формирования пластов (рис. 3). Для создания единой геологической модели необходимо было установить общие закономерности в условиях осадконакопления по результатам сейсморазведки и скважинным данным. На основе их комплексного анализа выделены этапы формирования залежи, зоны различного генезиса, а также локальные объекты в пределах перспективных тел. Обозначен протяженный канал временного водотока субширотного простирания,

наиболее перспективный для локализации скопления углеводородов.

Изучение сейсмических данных включало расчет карт динамических параметров в интервале ОГ, карт изохор, карт сейсмофаций и других атрибутов сейсмического волнового поля. На первом этапе динамического анализа была предпринята попытка по зависимости от одного сейсмического атрибута описать изменение свойств по всей площади работ. Следующим шагом стали описание стадий формирования залежи и попытка объяснить, с чем связана невозможность прогноза на основе одной из карт динамических параметров. На картах сейсмических атрибутов было отмечено распределение зональности по площади. На карте сейсмофаций локализация зон более явная, наблюдается тенденция разделения площади в субмеридиональном направлении. Фациальные зоны имеют различные геологические свойства. Зоны на карте сейсмофаций были соотнесены с геологической принадлежностью, появились фации проксимальной, дистальной и осевой частей бара. Баровое тело, сформированное в определенный момент времени, в дальнейшем подверглось переработке, а также было частично переотложено под воздействием волновых течений. Фации

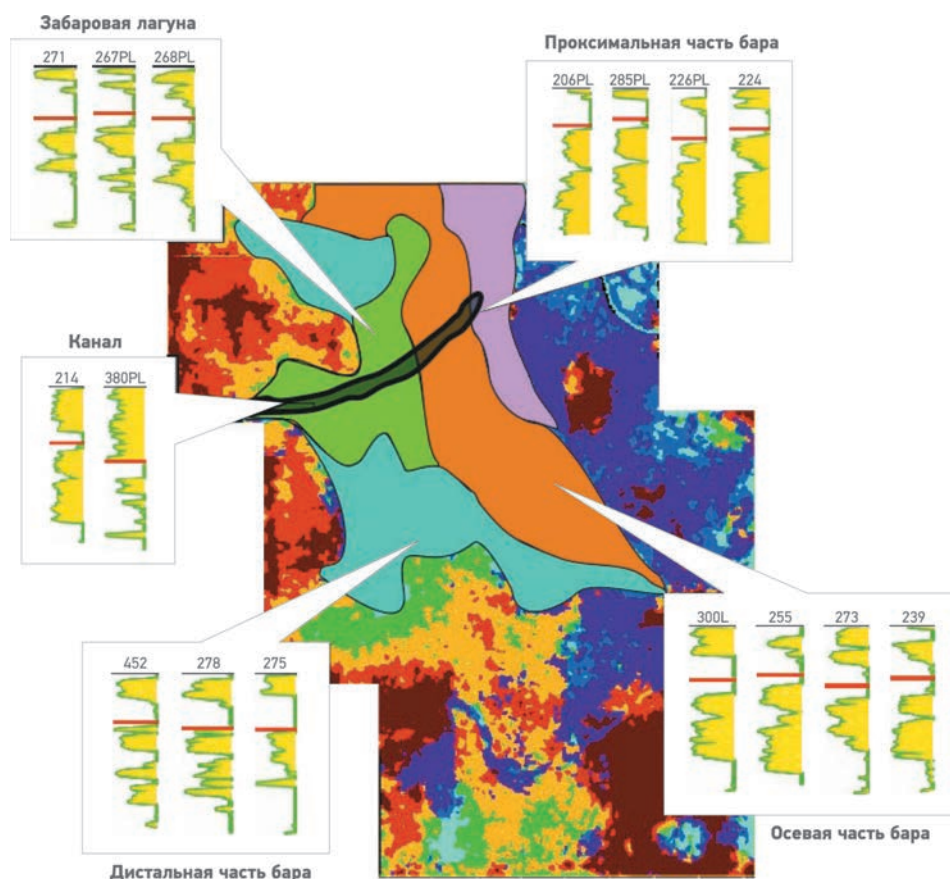


Рис. 3. Карта сейсмофаций с выделением фациальных зон по пласту Ю₁

меняются в западном направлении от проксимальной до осевой и дистальной частей бара. В западной части присутствуют лишь дистальные части бара, для которых характерно уменьшение толщин и ухудшение ФЕС пласта. Подобная зональность наблюдается на слайсах по времени ± 10 мс относительно ОГ Ю₁. Из их рассмотрения следует, что формирование залежи происходило в несколько этапов. Слайсы были получены путем нарезки сейсмического куба вдоль ОГ Ю₁ с постоянным шагом 2 мс во временном окне ± 14 мс. На них отражается распределение амплитуд на определенный момент времени. Выше и ниже ОГ видна смещающаяся зональность, которая интерпретируется авторами как наличие слоев – линз пласта Ю₁². В дальнейшем эта зональность сохраняется, и бассейн последовательно заполняется осадками. На слайсе 10 мс отображается накопление осадков в западной части залежи, граница которой дугой спускается в южном направлении. На более позднем этапе формируется северо-восточная часть залежи, вытянутая в субмеридиональном направлении. По мнению авторов, смещение береговой линии способствует образованию такой зональности и является определяющим фактором в процессе формирования коллекторских свойств залежи. На основе данной зональности разделения залежи на этапы был применен пересчет карт атрибутов – амплитуд по слайсам – в карты эффективных толщин. По слайсу ниже ОГ Ю₁ была построена карта западной части залежи, по слайсу выше ОГ – карта восточной части, в итоговом варианте получена объединенная карта толщин всего района работ. Коэффициент корреляции в данном случае между атрибутом и эффективными толщинами достаточно высок и составляет примерно 0,7. Хорошая корреляция между сейсмическими и геологическими данными позволила построить карты эффектив-

ных толщин в пределах всей площади. С помощью подхода, основанного на восстановлении хронологии формирования залежи, было описано изменение геологических особенностей пласта. Расчет ФЕС пласта на отдельных этапах образования залежи дал возможность получить общую картину их распределения в пределах всей залежи.

Для понимания истории формирования залежей необходимо также изучение карт изохор между сейсмическими поверхностями, которые дают представление о латеральных неоднородностях и изменении конфигурации объектов в плане. На картах изохор выделяются зоны уменьшенных или увеличенных временных толщин, которые могут соответствовать изменениям общих или эффективных толщин пласта. Так, в восточной части площади выделяется зона уменьшенных значений толщин между ОГ Б и Ю₁, которая соответствует увеличенным толщинам пласта. В процессе анализа карт параметров было сделано предположение о наличии в области аномальных значений временных толщин канала, проходящего через залежь в направлении с востока на запад. Для более детального изучения области канала были рассчитаны карты сейсмофаций (см. рис. 3), основанные на анализе изменения формы сейсмических трасс по площади. Близкие по форме трассы группируются в классы, переход от одного класса к другому фиксируется как возможное изменение геологических характеристик объекта. На карте сейсмофаций в интервале ОГ Ю₁ также выявлена аномальная зона, вытянутая в том же направлении, что и на карте изохор. Предполагая, что влияние геологических факторов, таких как изменение литологии и толщины пласта, на форму сейсмотрассы является определяющим, можно говорить о фациальной изменчивости строения залежи по площади и распределении классов сейсмических фаций. На карте толщин (рис. 4, а) отчет-

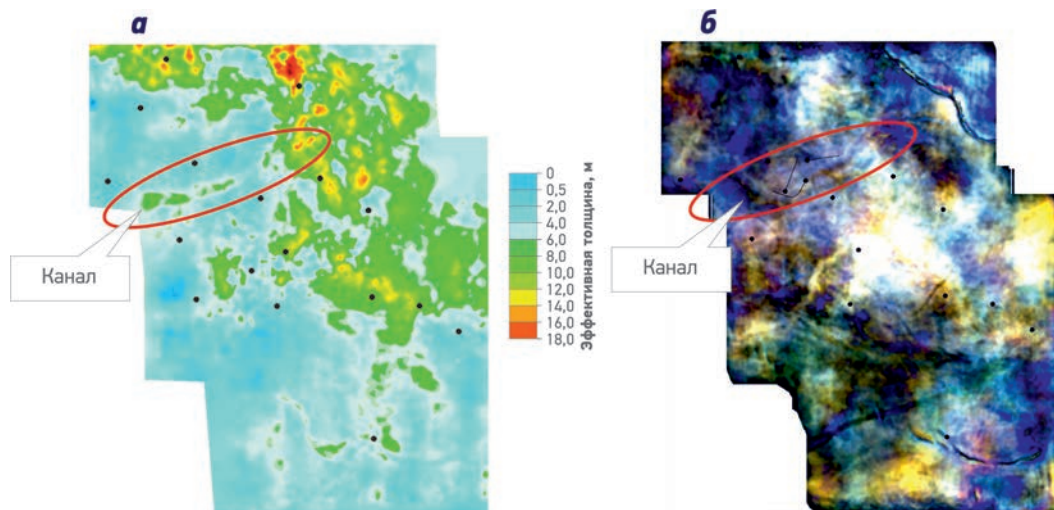


Рис. 4. Карта эффективных толщин пласта Ю₁ (а) и декомпозиция временного поля в интервале ОГ Ю₁ (б)

ливо виден канал (узкая зона, расположенная в центральной части площади), протянувшийся с северо-востока на юго-запад. Направление канала также просматривается на карте RGB спектральной декомпозиции (рис. 4, б).

Теоретические предпосылки наличия канала описаны во многих литературных источниках, например в работе [3]. Могли существовать представленные барьерными островами побережья, где преобладал волновой режим, формирующий приливные каналы.

Отсутствие проходов, по которым могли бы продвигаться направленные в сторону суши волны, приводило к затоплению и прорыву барьера во время шторма. При этом возникали структуры, называемые намывными каналами и приливными протоками. Каналы обычно заполнены крупным песчаником (толщина отложений составляет около 1 м), перекрытым крупно- и среднезернистыми песками (толщиной до 14 м), размерность зерен которых уменьшается вверх по разрезу до мелкозернистых песков, образовавшихся по краю залива. Канал существует в течение ограниченного периода, может мигрировать вдоль берега или оставаться на месте в зависимости от волновой динамики. Предположительно, канал такого генезиса в результате выполненной работы был открыт на рассматриваемом месторождении. По сейсмическим данным успешно выделены основные элементы залежи и определены перспективные объекты разработки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам выделения нового геологического объекта и уточнения распределения ФЕС основного объекта разработки пласта Ю₁ принято решение об изменении стратегии бурения на участке распространения канала, заключающееся в изменении системы разработки на избирательную и создании новой системы поддержания пластового давления (ППД) с учетом распределения коллекторских свойств пласта.

Учитывая локальное распространение геологического тела в форме узкого канала протяженностью примерно 7 км и шириной от 400 до 600 м, было решено разместить горизонтальные скважины поперек канала с расстоянием между ними 500 м. Для исключения преждевременных прорывов воды из системы ППД организовано равномерное приконтурное размещение нагнетательных скважин с учетом сетки скважин на основном участке. Нефтенасыщенная толщина, вскрытая скважинами в канале, существенно больше, чем на основной площади бурения.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОДХОДА, ОСНОВАННОГО НА ОПИСАНИИ ХРОНОЛОГИИ ФОРМИРОВАНИЯ ОБЪЕКТА, ПОКАЗАЛО ЕГО ВЫСОКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ДАННОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В связи с этим было принято решение о переходе на бурение одноствольных горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта вместо традиционных на данном месторождении многозабойных скважин. Эффект, полученный от применения нового подхода, доказал правильность принятых решений. План по добыче нефти на данном участке был перевыполнен на 77 %.

Комплексный подход к изучению залежи позволил сформировать представление о ее строении и распространении ФЕС по площади. Применение подхода, основанного на описании хронологии формирования объекта, показало его высокую эффективность при количественной оценке геологических параметров на данном месторождении. Эффективное представление о геологическом строении перспективных объектов стало основой успешного заложения горизонтальных скважин на данном месторождении.

Список литературы

1. *Сейсмическая стратиграфия* / П.Р. Вейл, А.П. Грегори, Р.М. Митчем мл., Р. Шериф / под ред. Ч. Пейтона. – М.: Мир, 1982. – 375 с.
2. *Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа*. – М.: Недра, 1984 – 258 с.
3. *Барабашкин Е.О. Практическая седиментология (терригенные коллектора)*. – Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 2007. – 154 с.

Reference

1. *Seismic stratigraphy – Applications to hydrocarbon exploration*: edited by Payton Ch.E., Publ. of American Association of Petroleum Geologists, 1977.
2. *Muromtsev V.S., Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh loyushek nefi i gaza* (Electrometric geology of sand bodies - lithological traps of oil and gas), Leningrad: Nedra Publ., 1984, 260 p.
3. *Baraboshkin E.O., Prakticheskaya sedimentologiya (terrigennye kolektora)* (Practical sedimentology (terrigenous reservoir)), Tomsk: Publ. of TPU, 2007, 154 p.