

УДК 553, 982–047.58 (571.121)

**ПОСТРОЕНИЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОГО ВОДОНЕФТЯНОГО
КОНТАКТА ПЛАСТА ЮВ1(1) ТИВАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**
CONSTRUCTION OF THE DIRECTIONAL WATER-OIL CONTACT OF THE BED
JV1(1) OF THE FIELD TIVANSKOYE

И. А. Щетинин, И. Н. Максимюк

I. A. Schetinin, I. N. Maksimiyuk

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: водонефтяной контакт (ВНК); геологическая модель

Key words: water-oil contact (WOC); geological model

Исследования, посвященные повышению эффективности разработки водонефтяных зон и залежей нефти с подошвенной водой, — актуальны [1]. По данным на 1994 г. добыча каждой тонны нефти сопровождалась отбором около 6 м^3 пластовой и закачиваемой для удержания давления воды.

Высокая обводненность продукции разрабатываемых месторождений является одним из главных негативных факторов добычи нефти в условиях рыночной экономики [2]. Не исключением является и Тиванское месторождение, которое находится на четвертой стадии разработки. Остаточные запасы относятся преимущественно к категории трудноизвлекаемых.

В данной статье представлен опыт работы на Тиванском месторождении при построении поверхности ВНК пласта ЮВ1(1). Особенностью данной задачи являлся перепад абсолютных отметок ВНК до 70 м с тенденцией понижения в северном направлении, но в частных случаях наблюдается перепад до 25 м в скважинах, удаленных на расстоянии до полутора километров.

В тектоническом отношении Ватинское месторождение приурочено к Мегионскому валу, расположенному в средней части Нижневартовского свода, и представляет собой антиклинальную складку, вытянутую в северо-западном направлении. В физико-географическом отношении Ватинское месторождение относится к пойме, а также надпойменным террасам реки Оби и ее притоков.

Высокая изученность данного месторождения позволяет иметь достаточно статистических данных для установления зависимостей (по ГИС в частности), но, с другой стороны, вынуждает более критично относиться к имеющимся данным. Рассматриваемый вопрос является частью работ по построению постоянно действующей геолого-гидродинамической модели (ПДГГМ).

По геолого-гидродинамической модели осуществлялось проектирование и сопровождение бурения новых горизонтальных скважин (ГС), а также приобщение к ней полученной геолого-геофизической информации. При оценке перспективности района бурения проектируемых горизонтальных скважин особенно важным является максимальная достоверность прогноза. Для этого исходный массив данных был разбит на области моделирования (сектора) с целью оптимизации гидродинамических расчетов. В данной статье приводится информация по двум секторам общей площадью 450 км^2 .

На данном месторождении оценка характера насыщения производилась по стандартной методике зависимости сопротивления пласта от альфа ПС $R_p = (\alpha_{\text{пс}})$. Уже на этом этапе выделялась переходная зона (поскольку для пласта ЮВ1(1) граничное значение сопротивления варьируется в пределах 4–6 Омм) для разделения характера насыщения «вода — нефть». На основании разделения «вода — нефть» устанавливалась отметка ВНК.

Распределение абсолютных отметок ВНК показывает, что условно-обозначенные интервалы содержат до 3–4 наблюдений.

Гистограммы, приведенные на рисунках 1 и 2, дают основание предполагать, что наблюдения будут сосредоточены на участках с выделяемыми границами резкого перехода.



Рис. 1. Гистограмма распределения отметок ВНК по сектору № 1



Рис. 2. Гистограмма распределения отметок ВНК по сектору № 2

При построении поверхности в упрощенном виде наблюдаются области с незначительными колебаниями отметок и выделением характерного среднего значения (рис. 3).

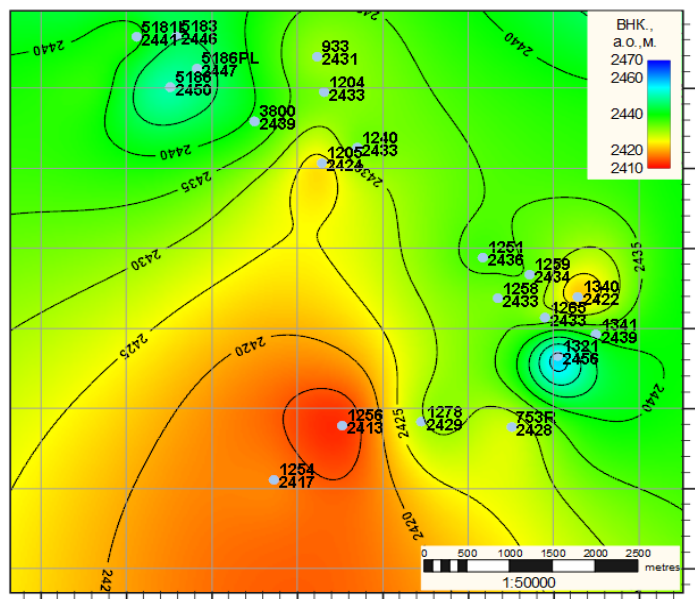


Рис. 3. Упрощенная поверхность ВНК пласта ЮВ1(1)

По результатам исследования первым предположением явилось блоковое строение ВНК на данном месторождении (рис. 4). При первом подсчете запасов применен именно такой подход. Недостатком этого подхода является отсутствие достаточного объема данных по сейсморазведке, чтобы обосновать и протрассировать тектонические нарушения. Отсутствие достаточного объема данных по сейсморазведке блокового строения ВНК обосновывается скважинными наблюдениями. В пределах отдельных участков отметки ВНК имеют значение близкое к среднему, что доказывает наличие тектонических нарушений, являющихся причиной разноуровневого контакта пласта ЮВ1(1). Различие абсолютных отметок внутри блока объясняется погрешностью инклинометрии, факт которой неоднократно подтверждался исследованиями гироскопа, а также преимущественным использованием наклонно направленных скважин при разбуривании пласта ЮВ1(1) [3].

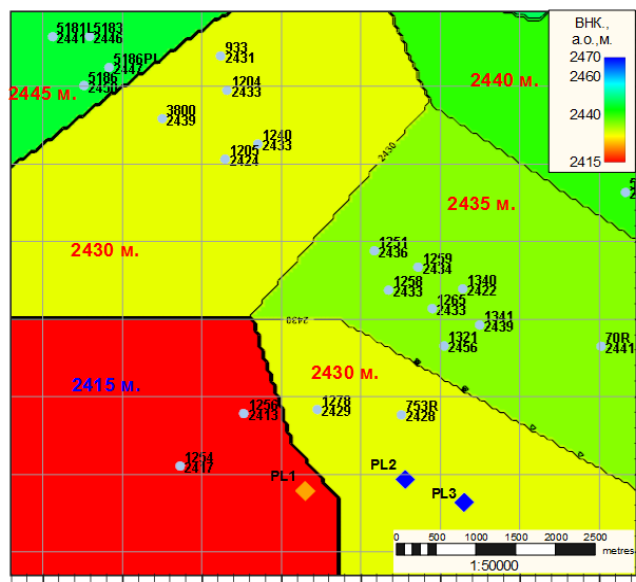


Рис. 4. Блоковая поверхность ВНК, моделируемого сектора

Однако при данной концепции получаемый результат имеет ряд существенных недостатков

- Внутри блока принимается константное значение, которое не устраняет факта колебания абсолютных отметок ВНК по скважинам.
- «Дробление» на более мелкие блоки приводит к ситуации их кратного увеличения при более плотном разбуривании участка.
- В малоразбуренных областях значение единственной скважины распространяется на значительную площадь и приводит к низкой достоверности прогноза при закладке новых скважин.

Последний пункт ставил под сомнение актуальность данной методики, которая оказывалась более пригодна для модели при подсчете запасов, за счет более вероятных среднеинтегральных показателей. Другим важным фактором являлось отсутствие дизъюнктивных нарушений, выделяемых по данным сейсморазведки. Также на тот момент стали известны области предполагаемой закладки пилотных скважин, где в ряде случаев колебания ВНК на 5–10 м создавали слишком большие риски при оценке перспективности бурения в данном районе. Другой особенностью на обоих секторах являлась наблюдаемая закономерность в соответствии с колебаниями абсолютных отметок ВНК гипсометрическим отметкам кровли пласта ЮВ1(1) (рис. 5).

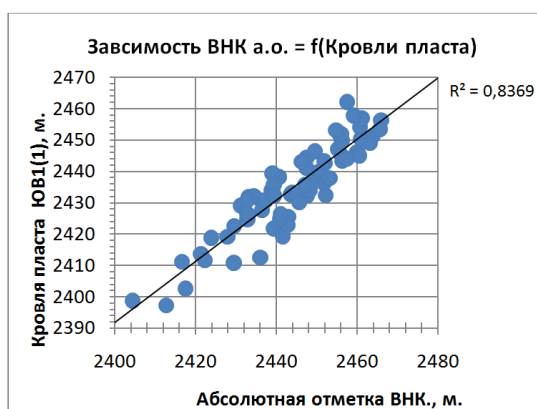


Рис. 5. Зависимость абсолютных отметок ВНК от абсолютных отметок кровли пласта ЮВ1(1)

В частности, скв. 5 143 L вскрыла ВНК на абсолютной отметке 2 439,4 м, а через 700 м скв. 5 135 — на абсолютной отметке 2455,3 м. Отметки кровли пласта ЮВ1(1): 5 143 L — 2 432,2 м, 5 135—2 447,2 м (в обоих случаях разница составляет порядка 15 м).

Для проверки данной гипотезы была построена зависимость абсолютных отметок ВНК = f (абсолютная отметка кровли пласта ЮВ1 (1)). Из данной зависимости следует тренд, который прослеживается на обоих моделируемых секторах. Как следствие, вторым вариантом представления о поверхности ВНК являлась ее пликативная природа, которая неоднократно описывалась различными авторами по месторождениям Западной Сибири для верхнеюрских пластов.

Слабой стороной данного подхода является вопрос оконтуривания залежи. Скважинная отбивка по кровле водоносного пропластка и подошве нефтеносного, в отдельную группу входили скважины, вскрывшие ВНК. С одной стороны, это позволяет согласовать пликативную поверхность со скважинными данными, а с другой, на основании водоносных скважин оконтурить залежь. Пликативная поверхность в результате была согласована со скважинными данными и приводила к обоснованному оконтуриванию залежи (рис. 6).

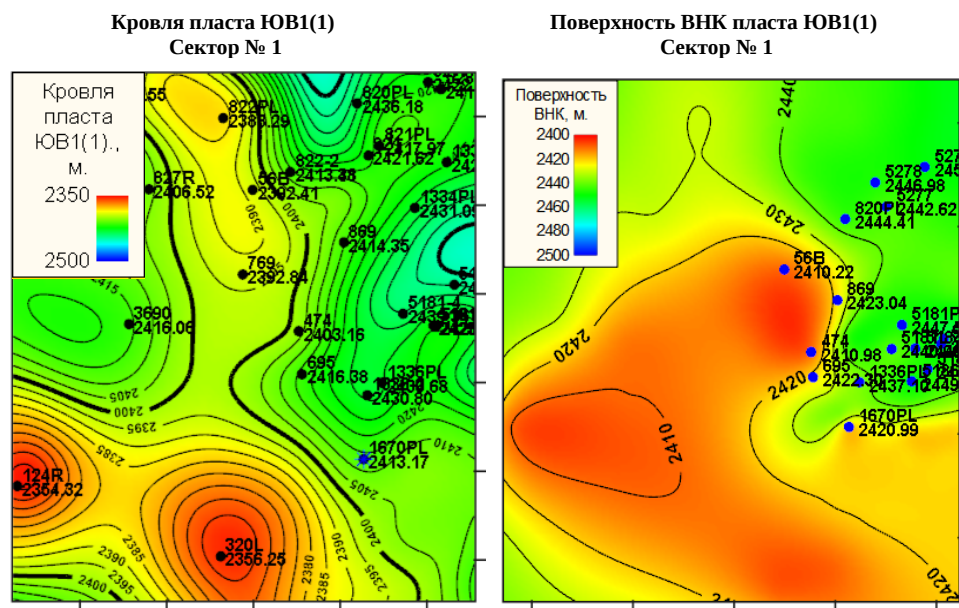


Рис. 6. Поверхность кровли пласта ЮВ1(1) (слева), пликативная поверхность водонефтяного контакта (справа)

Однако в процессе адаптации геологической модели были выявлены противоречия, при которых скважины, вскрывшие anomalously высокие значения ВНК, имели значительную накопленную добычу. Также по результатам испытания был получен приток нефти с низкой обводненностью. На тот момент имелось представление о моделируемом объекте, при котором участкам структуры, расположенным ниже поверхности ВНК, соответствовали максимальные эффективные толщины. Они при приближении к зоне предельного насыщения уменьшались в результате уменьшения общей стратиграфической мощности пласта ЮВ1(1). Данная закономерность иллюстрируется характерными показаниями методов ГИС и приводится на рис. 7. На основании дополнительного анализа испытаний по скважинам, а также несоответствие истории разработки скважин, геологической модели следовало уточнение корреляции подошвы пласта ЮВ1(1), при котором устанавливаемый водонасыщенный поропласток коллектора относился к кровельной части пласта ЮВ1(2), поэтому отсутствовали основания предполагать вскрытие данными скважинами ВНК.

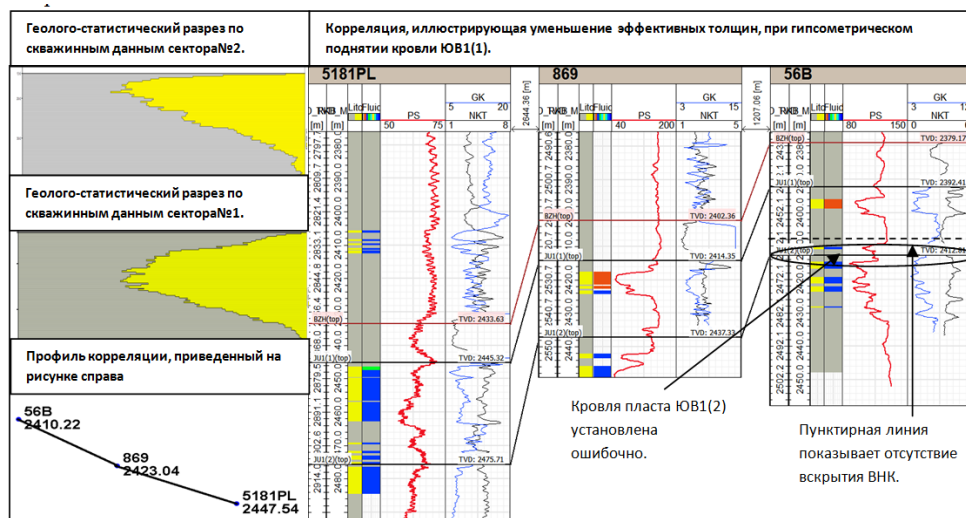


Рис. 7. Представлены геолого-статистические разрезы секторов 1 и 2. Профиль корреляции скважин наплавлении роста структуры

В результате полученная поверхность ВНК имеет пликативный вид, где выделяется значительная переходная зона, при которой при переходе от зоны предельного насыщения происходит более быстрое обводнение подошвенной части пласта и наблюдается нефтяная оторочка, после чего происходит выполаживание ВНК (рис. 8).

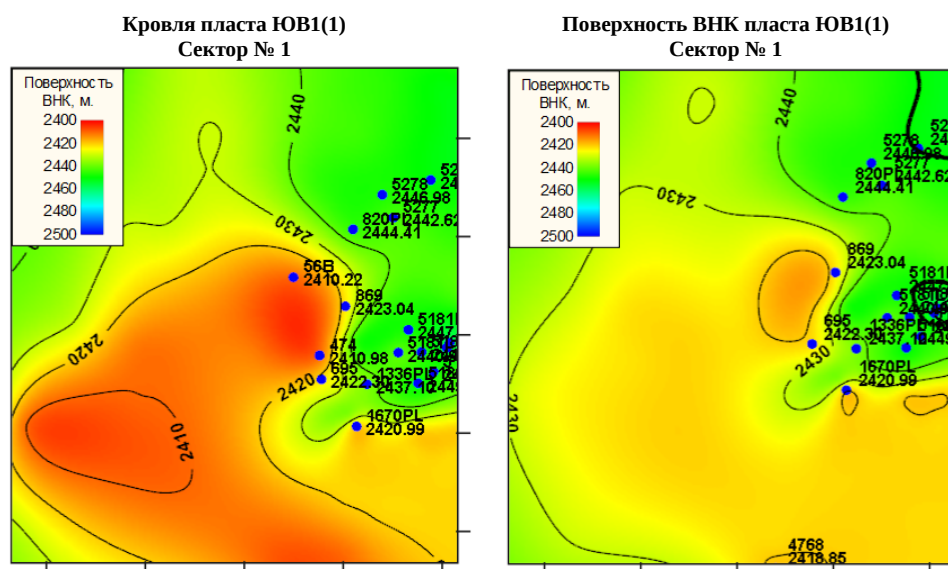


Рис. 8. Сопоставление поверхностей водонефтяного контакта: справа — пликативная поверхность водонефтяного контакта; слева — данная поверхность скорректирована после уточнения корреляции подошвы пласта ЮВ1(2)

Критерием достоверности проведенных построений является соответствие данных по пробуренным пилотным скважинам и прогнозу по каждой из представленных моделей (табл.).

Сопоставление прогноза вскрытия водонефтяного контакта (ВНК) по пликативной разломной модели и фактических отметок по пилотным скважинам

	Фактическая абсолютная отметка ВНК, м	Прогноз по пликативной модели, м	Прогноз по блоковой модели ВНК, м
PL1	2 404,32	2 408,30	2 415,00
PL2	2 421,30	2 425,10	2 430,00
PL3	2 429,41	2 429,33	2 430,00

Несмотря на текущее состояние геолого-гидродинамической модели Тиванского месторождения существует ряд вопросов по уточнению строения поверхности ВНК. В ряде скважин наблюдается противоречие между интерпретацией ГИС по характеру насыщения и результатами испытаний, когда при низких значениях сопротивлений пласта был получен приток нефти с обводненностью до 20 %. Присутствуют факты получения 100 % при заключении ГИС — «нефть», даже при наличии отбора керна с запахом нефти в данных скважинах. Неоднозначным остается вопрос петрофизической модели, при которой возможно занижение определяемого сопротивления пласта вследствие глинизации подошвенной части, а также определения истинного сопротивления маломощных порошлов.

Несмотря на принимаемую пликативную модель ВНК, остается опровергнутой возможность применения смешанной модели, при которой значительные перепады абсолютных отметок ВНК обусловлены наличием тектонических нарушений, для подтверждения которых требуется дополнительный анализ данных сейсморазведки.

- Таким образом, при определении геометрии сложнопостроенного ВНК решение проблемы лежит в плоскости комплексного совместного анализа фактических данных геологом, разработчиком, сейсморазведчиком, каротажником.
- Выделяемые перепады абсолютных отметок ВНК выходят за пределы погрешности скважинной инклинометрии.
- Первоначальное блоковое строение поверхности ВНК не согласуется с данными, поступающими при уплотняющем разбуривании предполагаемого блока, а также не подтверждается текущей информацией сейсморазведки.
- Для Тиванского месторождения выявляется характерная зависимость абсолютных отметок кровли пласта ЮВ1(1) от абсолютных отметок положения ВНК, что может являться косвенным подтверждением пликативного строения ВНК.
- При построении постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ) наибольшую достоверность прогноза при оценке перспективности района бурения показала модель пликативного строения ВНК пласта ЮВ1(1) Тиванского месторождения.
- Для повышения точности строения ВНК пласта ЮВ1(1) необходима дополнительная обработка и согласование имеющейся геолого-геофизической информации.

Список литературы

1. Юльметьев Т. И. Совершенствование технологии разработки водонефтяных зон и залежей нефти с подошвенной водой: автореф. дис. ... канд. тех. наук. – М., 1999. – С.1-2.
2. Ентов В. М., Туревская Ф. Д. Гидродинамическое моделирование разработки неоднородных нефтяных пластов // МЖГ. – 1995. – № 6. – С. 87-94.
3. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id144038p1.html>. Раздел [9].
4. Залоева Г. М., Денисов С. Б., Билибин С. И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа: учебное пособие. – М., 2008.
5. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 1. Геологические модели). – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 2003. – 164 с.

Сведения об авторах

Щетинин Иван Александрович, аспирант Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, тел. 89125193885

Максимюк Ирина Николаевна, студентка гр. МРМ-13-1, Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Information about the authors

Schetinin I. A., postgraduate of the Tyumen State Oil and Gas University, phone: 89125193885

Maksimyuk I. N., student of the Tyumen State Oil and Gas University