

Влияние блоковой тектоники на условия залегания продуктивного горизонта BC_{10}^{2+3} Тевлинско-Русскинского месторождения

Т.Р. Султаншина

руководитель сектора по геологии
Sultanshina.tatyana@yandex.ru

ООО «ИПНЭ», Москва, Россия

В статье представлены результаты изучения геологического строения продуктивного горизонта BC_{10}^{2+3} с учетом выполненной типизации разрезов скважин на основе детальной корреляции по изменению толщин одноименных пластов и их количества. На основе анализа данных гидродинамических исследований скважин удалось подтвердить наличие разрывных нарушений, проанализировать их влияние на гидродинамическую сообщаемость пластов горизонта BC_{10}^{2+3} , а также выявить потенциальные застойные зоны для дальнейшего их уточнения, освоения и достижения тем самым более высоких коэффициентов извлечения нефти. Установлено, что зональность распределения фаций связана с тектоническими нарушениями субмеридиональной направленности.

Материалы и методы

Исходными данными для работы послужили материалы ГИС более чем 2500 скважин Тевлинско-Русскинского месторождения, данные описания керна, сейсмических и гидродинамических исследований, фондовые материалы по геофизическим, литологическим, обзорным и многим другим работам. Методология изучения геологического строения нижнемеловых отложений основана на автоматизированной корреляции разрезов скважин с помощью программы «Autocorr» с использованием апробированных методических приемов комплексирования скважинных данных с результатами сейсморазведки, исследованиями керна и геолого-промышленными данными.

Ключевые слова

корреляция разрезов скважин, типизация разреза, блоковое строение, тектонические нарушения, гидродинамические исследования, сейсмические исследования, литолого-фациальный анализ

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является основным источником добычи углеводородного сырья в стране. Начальные суммарные ресурсы (НСР) территории (около 60% ресурсов России) и состояние использования открытых запасов нефти свидетельствуют о том, что Западная Сибирь обладает огромным потенциалом для поддержания стабильной добычи нефти.

Неокомский нефтегазоносный комплекс нижнего мела Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП) является наиболее перспективным объектом добычи нефти в России и характеризуется наиболее сложным геологическим строением.

В настоящее время поддержание стабильной добычи нефти может достигаться, с одной стороны, за счет ввода в эксплуатацию новых, более мелких, месторождений в сложнопостроенных коллекторах и, с другой стороны, повышения эффективности разработки крупных месторождений, большая часть которых пребывает в поздней ее стадии. Как в первом, так и особенно во втором случае необходимо построение достоверных геологических моделей, учитывающих условия залегания продуктивных пластов и изменчивость их фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу.

Как правило, крупные сложнопостроенные объекты, примером которого является Тевлинско-Русскинское месторождение, разрабатываются плотной сеткой эксплуатационных скважин, поэтому анализ результатов детальной корреляции приобретает первоочередную роль при изучении

особенностей условий залегания продуктивных пластов с целью выявления различного рода геологических осложнений, влияющих на достижение максимально высоких коэффициентов извлечения нефти. Примерами таких осложнений могут являться малоамплитудные разрывные нарушения, не трассируемые данными сейсморазведки и способные формировать застойные зоны.

Тевлинско-Русскинское месторождение нефти расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Месторождение является одним из крупнейших объектов добычи УВ в Западной Сибири.

Месторождение в геологическом отношении относится к сложным и находится в поздней стадии разработки.

В тектоническом плане месторождение приурочено к восточной части Когалымской вершины на северо-востоке Сургутского свода.

Залежи нефти связаны с пластами горизонтов $BC_{10}-BC_{12}$, а также с ачимовской толщей (BC_{16}^2 , BC_{16}^3 , BC_{17} , BC_{18-19} , BC_{21} , BC_{22}). Наиболее крупными по размерам и запасам нефти являются залежи, приуроченные к верхней части разреза сортымской свиты в составе горизонта BC_{10}^{2+3} .

Пласты горизонта BC_{10}^{2+3} имеют сложное геологическое строение и характеризуются высокой неоднородностью в разрезе и невыдержанностью по площади. ФЕС коллекторов также резко изменчивы по разрезу и площади. Проницаемость изменяется от 0,051 мкм² до 0,166 мкм², пористость в пределах 19–23 %.

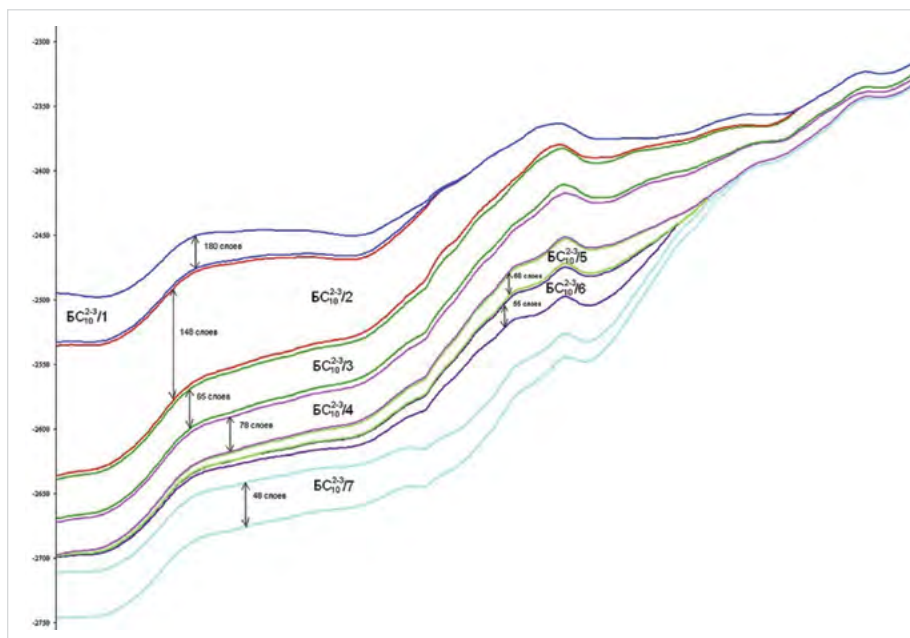


Рис. 1 — Стратиграфические поверхности горизонта BC_{10}^{2+3} структурного каркаса 3D [1]

Fig. 1 — Stratigraphic surfaces of BC_{10}^{2+3} reservoir in 3D structural framework [1]

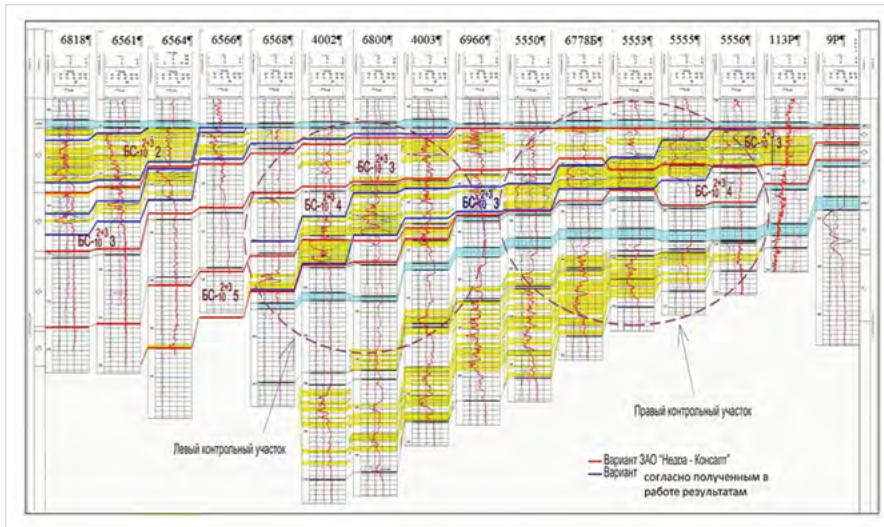


Рис. 2 — Схема корреляции А.Б. Сметанина и др. [1] с прослеженными нами границами
Fig. 2 — Correlation pattern by A.Smetanin [1] with traced boundaries

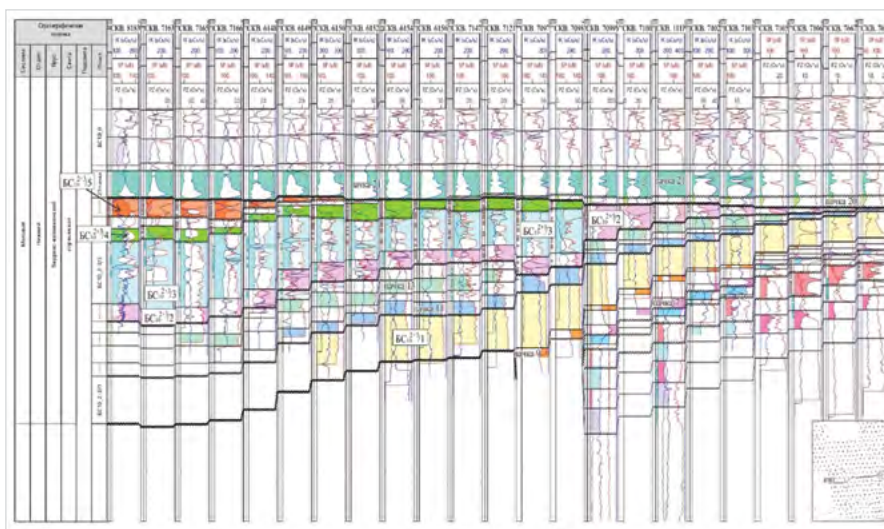


Рис. 3 — Схема детальной корреляции по линии скважин №8183, 7163, 7165, 7166, 6148, 6149, 6150, 6152, 6154, 6156, 7147, 7121, 7097, 7098, 7099У, 7100, 111P, 7102, 7103, 7105, 7106, 7667, 7668
Fig. 3 — Detailed correlation along the line of wells No 8183, 7163, 7165, 7166, 6148, 6149, 6150, 6152, 6154, 6156, 7147, 7121, 7097, 7098, 7099У, 7100, 111P, 7102, 7103, 7105, 7106, 7667, 7668

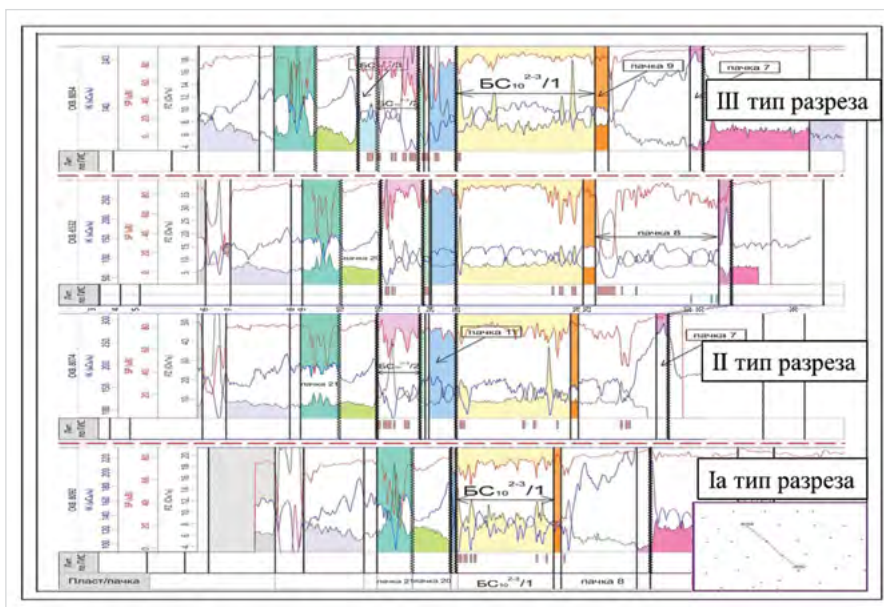


Рис. 4 — Блочное строение пластов $BC_{10}^{2+3}/1$, $BC_{10}^{2+3}/2$ и $BC_{10}^{2+3}/3$ по линии скважин №8054, 6532, 8074, 8092

Fig. 4 — Block structure of $BS_{10}^{2+3}/1$, $BS_{10}^{2+3}/2$ and $BS_{10}^{2+3}/3$ strata along the line of wells No 8054, 6532, 8074, 8092

В связи с резкой изменчивостью ФЕС дебиты скважин изменяются в широких диапазонах: от нескольких до 200 тонн в сутки и выше.

А.Б. Сметанин и другие [1] в своих исследованиях по изучению геологического строения горизонта BC_{10}^{2+3} на основе детальной корреляции выделили и проследили 7 пластов $BC_{10}^{2+3}/1 - BC_{10}^{2+3}/7$, каждый из которых обладал общими признаками клиноциклита и отличался по характеру развития песчаных образований (рис. 1).

По материалам ГИС, испытаний и эксплуатации авторами установлено, что поверхность ВНК имеет сложное строение и в целом характеризуется наклоном в южном направлении с отметки 2426 м до 2460 м при значительной высоте залежи, которая достигает 150 м. Выделенные в составе горизонта пласты имеют гидродинамическую связанность, на что указывает единый ВНК [1].

В результате анализа схемы корреляции на рис. 2 ряд границ, разделяющих пласты горизонта, прослежены неоднозначно и вызывают сомнения. Если в соседней скважине №5556 отбивки пластов проведены в соответствии со скважиной №113P, то в следующей скважине №5555 низы пласта $BC_{10}^{2+3}/3$ оказались в пределах нижнего пласта $BC_{10}^{2+3}/4$. В следующей скважине №5555 уже две трети пласта $BC_{10}^{2+3}/3$ оказались в пределах четвертого пласта, а в соседней скважине №6778B уже весь пласт $BC_{10}^{2+3}/3$, продуктивная часть которого выделена далее в скважине №113P в интервале 2424–2435,6 м, оказался в пределах пласта $BC_{10}^{2+3}/4$ (рис. 2). Этот пример не является единственным даже на рассматриваемой схеме. Так, следуя дальше от скважины к скважине, нетрудно заметить, что пласт $BC_{10}^{2+3}/3$, постепенно превращенный в пласт $BC_{10}^{2+3}/4$, также постепенно в скважине №4002 частично, а в скважине №6568 полностью становится пластом $BC_{10}^{2+3}/5$. Границы, прослеженные авторами таким образом, требовали проверки и корректировки, так же, как и полученное на основе этой корреляции в целом представление о строении горизонта BC_{10}^{2+3} (рис. 2).

Для выявления влияния разломно-блоковой тектоники на условия залегания пластов в работе использованы методы, которые были применены при изучении особенностей залегания верхнеюрских пластов Грибного месторождения, где предполагалось наклонное положение ВНК с перепадом отметок более 40 м, которое вызывало сомнения у многих геологов и требовало тщательного изучения [2]. В результате была создана объективная геологическая модель залежи васюганского пласта ЮС1а со ступенчатым характером изменения отметок ВНК на Грибном месторождении, обусловленным влиянием блоковой тектоники.

Поскольку разрез скважин в пределах горизонта BC_{10}^{2+3} Тевлинско-Русскинского месторождения так же, как и на Грибном месторождении, сильно изменчив по площади, изучение геологического строения горизонта BC_{10}^{2+3} выполнялось по аналогичной схеме.

Для этого в программном комплексе Autocorр был создан проект, в котором использовались данные по более чем 2500 скважинам.

На основе детальной корреляции разрезов скважин установлено, что в верхней части разреза после формирования пачек чеускиных глин, являющихся покрывками для горизонта BC_{10}^{2+3} , существенных изменений в толщинах не наблюдается (рис. 3) [3].

В результате детальной корреляции выполнена типизация разрезов скважин в пределах нижнемеловых отложений. По изменению общих толщин горизонта, а также набору пластов и пачек, в его составе было выделено 5 типов разреза, каждый из которых подразделяется на подтипы.

Для каждого типа разреза определены зоны их распространения, диапазоны изменений ФЕС пород, общих толщин горизонта, толщин коллекторов, коэффициенты песчаности и расчлененности, а также приуроченность каждого типа разреза к определенным типам фаций.

Установлено, что различные типы разреза обусловлены влиянием блоковой тектоники. Так как расстояния между соседними скважинами не превышают 500 м, такие изменения в толщинах вряд ли можно назвать плавными и связывать с выклиниванием пластов (рис. 4).

Тектонические нарушения субмеридиональной направленности обусловили ступенчатое изменение отметок водонефтяного контакта при переходе к смежным блокам.

На сейсмических временных разрезах визуально прослеживаются разрывные нарушения, которые зарождаются в доюрское

время и протягиваются вплоть до неоконских отложений (рис. 5) [3].

Малоамплитудные разрывные нарушения, которые не фиксируются по сейсмическим исследованиям из-за ограниченной разрешающей способности около 20 м для глубин 2000 м, можно выявить в результате детальной корреляции.

Наличие разломов позволяет рассматривать их в качестве тектонических экранов, поскольку в результате трения поверхностей в приразломной зоне образуется «глинка» милонит, которая может служить тем самым экраном. Данная глина прошла стадию метаморфизации под влиянием высоких температур от трения соседних блоков. Учитывая чрезвычайную длительность и медлительность процесса формирования скопления нефти в ловушках с очень незначительными углами наклона и отсутствием перепада давления в разных частях залежи, даже незначительного препятствия вполне достаточно, чтобы экранировать латеральную миграцию нефти.

Выявленная сеть тектонических нарушений подтверждается также и на картах общих толщин и толщин коллекторов пластов горизонта [3].

В своих работах, связанных с оценкой проницаемости разрывных нарушений, А.А. Шпиндлер и другие авторы проанализировали и подобрали оптимальные методики, которые позволяют количественно охарактеризовать проницаемость разрывных нарушений [4]. Такой подход может проверяться трассерными исследованиями, подтверждающими или отрицающими влияние разломов.

Данное направление является достаточно важным и при хорошей проработке методик для определенных типов месторождений может быть использовано как основание для применения трассерных исследований, как фактического подтверждения проницаемости разлома.

В результате анализа разнообразных источников литературы, как зарубежных, так и отечественных, авторами было выбрано 4 методики оценки проницаемости разрывных нарушений, такие как: SGR (shale gouge ratio), ESGR (effective shale gouge ratio), CSP (clay smear potential) и смешанный метод, который позволяет включать в расчет различные комбинации предыдущих. В основе каждой методики лежит тот факт, что существует некая зависимость между проницаемостью разрывного нарушения и количеством так называемой «глинки трения» на плоскости смещения, которая присутствует в зоне разлома.

В качестве основных практических выводов, полученных при изучении сейсмических данных, геологической модели и анализе чувствительности на конечный результат, авторами [4] было установлено:

- разломы не проницаемы при смещении более чем на 6 м;
- разломы полупроницаемы при смещении от 2 до 6 м;
- разломы полностью проницаемы при смещении менее 2 м.

Чем больше амплитуда разлома, тем сильнее сила трения между соприкасающимися поверхностями, больше толщина слоя «глинки» милонита, прочнее экран и менее проницаем разлом.

Ряд исследователей: К.Г. Скачек, И.В. Суполкина, И.А. Пантелейко [5], — выделили группы фациальных обстановок, отражающих комплексы переходных и морских режимов осадкообразования морского побережья.

При совмещении со схемой расположения скважин Тевлинско-Русскинского месторождения, выделенные авторами фациальные зоны оказались в пределах северной его части. Чтобы проанализировать условия осадконакопления в центральной и южной частях месторождения, были выделены электрофации по В.С. Муромцеву (рис. 6), с учетом результатов комплексных исследований северной части Сургутского свода (рис. 7).

В результате литолого-фациального анализа установлено, что зональность распределения фаций связана с тектоническими нарушениями, получившими свое развитие еще в доюрское время. Это влияние особенно заметно в северной и центральной частях месторождения.

При проведении гидродинамического прослушивания между скважиной №7732 (куст 1Т) и возмущающей нагнетательной скважиной №6890 (куст 122 Тевлинско-Русскинского месторождения) не зарегистрировано пригодного для интерпретации отклика на протяжении исследования (рис. 8). Зафиксировано, что гидродинамическая связь отсутствует.

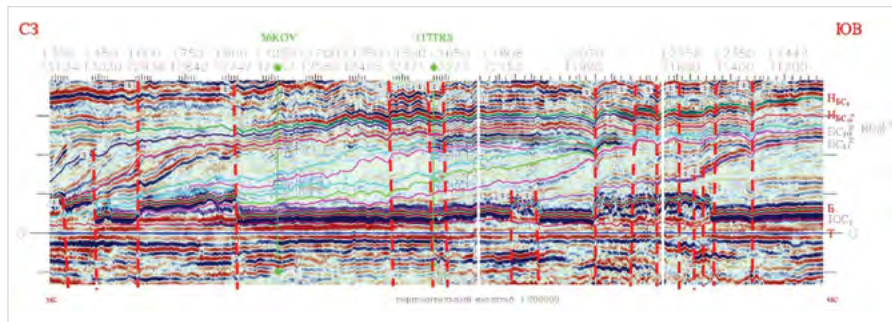


Рис. 5 — Разрывные нарушения, выделенные нами визуально на временном сейсмическом разрезе по линии скважин №№291, 300, 304

Fig. 5 — Faults visually identified in the time section along the line of wells No 291, 300, 304

Наименование фации	Вид кривой апс	апс	Толщина коллекторов, м	Песчанистость, д.ед.	Расчлененность, ед.	Пористость, д.ед.	Проницаемость, 10 мкм ²
Фация нижнего пляжа		0,6-0,8	3,8-41,6 19	0,5-0,65 0,53	2-30 12	0,173-0,229 0,205	2,6-330,5 90
Фация верхнего пляжа		0,7-0,9	24,2-46,8 34	0,6-0,75 0,64	2-35 19	0,174-0,22 0,20	2,8-162,2 50
Фация переходной зоны пляжа		0,2-0,4	0-1	0-0,05 0,02	0-1	0,02-0,17	0,02-490
Фация предфронтальной зоны пляжа		0,4-0,7	1,4-37,8 10,5	0,3-0,55 0,38	1-22 7	0,171-0,21 0,20	3-289,8 45
Фация лагуны		0,1-0,4	0,8-16,6 6,5	0,2-0,4 0,31	1-14 4	0,195-0,213 0,203	8-157,9 40

Рис. 6 — Электрометрические модели фаций горизонта БС102+3

Fig. 6 — Electrometric models of facies in BS₁₀²⁺³ reservoir

На основе данных гидродинамических исследований скважин подтвердилось наличие некоего экрана между скважинами, отмеченными на основе детальной корреляции к разным блокам.

Зоны, примыкающие к разломам, могут являться застойными, тупиковыми и слабо-вырабатываемыми, поэтому такие участки требуют особого анализа и детальнейшего изучения. В связи с этим, одной из наиболее актуальных задач, нацеленных на повышение эффективности разработки нефтяных месторождений, является проблема ввода в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, связанных с этими зонами, с применением более эффективных технологий направленного воздействия в сочетании с реализованными системами заводнения.

В.Е. Андреев, Д.Ю. Чудинова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов, Е.Р. Ефимов большое внимание в своих работах уделили геологическим условиям эффективного применения ГРП неокомских отложений [6]. В частности, авторы изучали влияние геологических и технологических параметров на эффективность ГРП в условиях анализируемого продуктивного горизонта BC_{10}^{2+3} Тевлинско-Русскинского месторождения.

На основе значений этих параметров в пределах нефтеносности горизонта BC_{10}^{2+3} авторами выделены участки с определенными геолого-промысловыми параметрами [6] (рис. 9). Субмеридиональное простирание

этих участков хорошо согласуется с направленностью разрывных нарушений, установленных в рамках настоящего исследования (рис. 9).

Стоит отметить, что результаты независимых работ, посвященных изучению особенностей разработки залежи горизонта BC_{10}^{2+3} Тевлинско-Русскинского месторождения, указывают на наличие некоторых зон с различными геолого-промысловыми характеристиками, которые контролируются сетью разрывных нарушений, установленной на основе комплексного анализа результатов детальной корреляции, сейсмических гидродинамических и литологических исследований.

Итоги

На основе выполненной типизации научно обоснована принципиально новая блоковая модель залежи горизонта BC_{10}^{2+3} со ступенчатым характером изменения водонефтяного контакта Тевлинско-Русскинского месторождения. Тектонические блоки, ограниченные разрывными нарушениями, характеризуются определенным типом разреза. На исследуемом объекте установлена связь изменения толщин пластов горизонта BC_{10}^{2+3} с малоамплитудными разрывными нарушениями, не трассируемыми данными сейсморазведки и обусловившими ступенчатое изменение положения водонефтяного контакта. В статье показана возможность формирования застойных зон, связанных с малоамплитудными тектоническими нарушениями, в процессе разработки

залежи. Установлено влияние блоковой тектоники на литофациальную зональность, степень гидродинамической сообщаемости пластов горизонта BC_{10}^{2+3} в смежных блоках, а также на направленность речной сети на поверхности.

Выводы

Результаты, полученные на основе детальной корреляции разрезов скважин Тевлинско-Русскинского месторождения в комплексе с результатами сейсморазведки, исследованиями керна и геолого-промысловыми данными внедрены в практическую деятельность ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и могут быть использованы в дальнейшем при подсчете запасов УВ и уточнении проектных решений при разработке залежей в нижнемеловых отложениях Тевлинско-Русскинского месторождения.

Список литературы

- Сметанин А.Б., Румак Н.П. и др. Уточнение геологической модели, пересчет запасов и ТЭО КИН Тевлинско-Русскинского месторождения. Отчет. Тюмень: Лукойл-Западная Сибирь, 2007.
- Гутман И.С., Султаншина Т.Р., Халыпин С.В. Особенности строения залежей нефти в горизонте ЮС₁ Грибного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2014. №5. С. 60–64.
- Гутман И.С., Султаншина Т.Р., Саакян М.И., Арефьев С.В. и др.



Рис. 7 — Связь фашиальных зон [5] с блоковой тектоникой в пределах Тевлинско-Русскинского месторождения

Fig. 7 — Relation between facies zones [5] and block tectonics within Tevlinsko-Russkinskoye oilfield

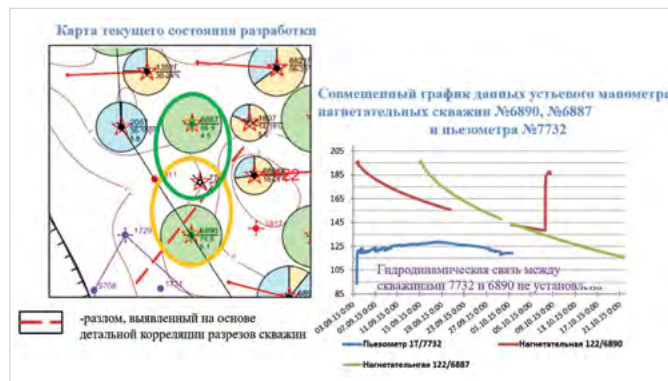


Рис. 8 — Результаты гидродинамических прослушиваний по горизонту BC_{10}^{2+3}

Fig. 8 — Results of well interference tests across BC_{10}^{2+3} reservoir

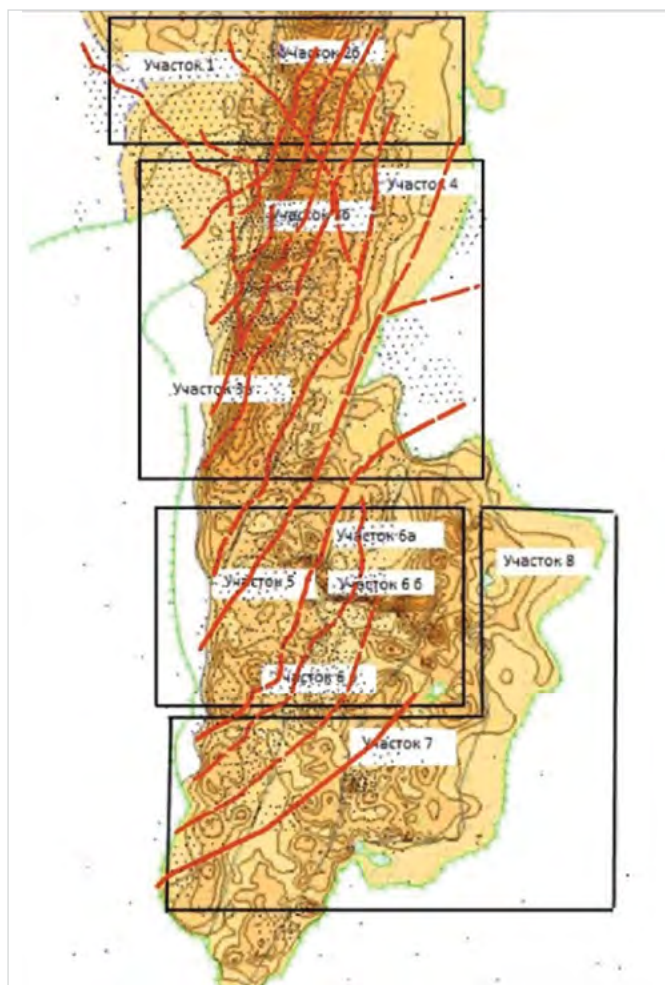


Рис. 9 — Сопоставление расположения геолого-промысловых участков и тектонических нарушений, выявленных на основе детальной корреляции разрезов скважин [6]

Fig. 9 — Correlation between areas with certain field geological parameters and faults, revealed through detailed well log correlation [6]

Особенности условий залегания пластов и их коллекторов продуктивного горизонта BS_{10}^{2+3} Тевлинско-Русскинского месторождения // Недропользование XXI век. 2016. №5. С. 50–71.

4. Шпидлер А.А., Парначев С.В. Оценка проницаемости разрывных нарушений одного из месторождений Томской области. Сборник тезисов к конференции Проблемы геологии и

освоения недр. Томск, 2013. 852 с.

5. Скачек К.Г., Суполкина И.В., Пантелейко И.А. Особенности фациального строения неокомских отложений (на примере группы пластов BS_{10}^{2+3} северной части Сургутского свода) // Георесурсы. 2011. №3 (39). С. 27–31.

6. Андреев В.Е., Чудинова Д.Ю., Чижов А.П., Чибисов А.В., Ефимов Е.Р. Геологические

условия эффективного применения ГПП неокомских отложений // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсах.

7. Гутман И.С., Балабан И.Ю., Староверов В.М., Кузнецова Г.П. и др. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. Под редакцией Гутмана И.С. М.: Недра, 2013. 112 с.

Impact of block tectonics on mode of BS_{10}^{2+3} reservoir occurrence in Tavlinsko-Russkinskoye oilfield

UDC 553.98.01

Author:

Tatiana R. Sultanshina — head of the geology sector; Sultanshina.tatyana@yandex.ru

“IPNE”, Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper presents the findings of a research study of BS_{10}^{2+3} reservoir geology, including classification of well logs based on thorough correlation between thickness of strata and their quantities.

Hydrodynamic study has allowed us to confirm the occurrence of faults, review their impact on connectivity across BS_{10}^{2+3} reservoir and reveal potentially bypassed areas for further research, completion and enhancement of oil recovery factor. It has been found that distribution of facies is related to NS tectonic deformation.

Materials and methods

Basic values for the research have been derived from logging data of 2500+ wells of Tavlinsko-Russkinskoye oilfield, as well as core data, seismic and hydrodynamic data, and archive records on geophysics, lithology, survey and other studies. Research methodology, used

to study geology of Early Cretaceous deposits, is based on automatic correlation of well logs with Autocorr software and proven technique of integration of logging, seismic, core and geological field data.

Results

The devised classification has provided for scientific justification of radically new block structure model of BS_{10}^{2+3} reservoir with a stepwise pattern of change of oil-water contact (OWC) in Tavlinsko-Russkinskoye oilfield. Fault blocks are characterized by well logs of a certain type. The field study has revealed that there is a link between changes of bed thickness in BS_{10}^{2+3} reservoir and minor faults, which are not traced by seismic data and which determined stepwise pattern of OWC change. The paper suggests there may be areas of oil, bypassed during reservoir development, resulting from minor tectonic faults. It has also

been explored how lateral tectonics impact lithofacies zoning, degree of hydrodynamic connectivity of adjacent blocks across BS_{10}^{2+3} reservoir and orientation of river network on the surface.

Conclusions

Data acquired from detailed correlation of well logs of Tavlinsko-Russkinskoye oilfield along with seismic, coring and geological field data have been implemented and practiced at OOO LUKOIL-West Siberia. They may be further used to estimate hydrocarbon reserves and review design solutions in the course of development of Early Cretaceous deposits in Tavlinsko-Russkinskoye oilfield.

Keywords

well log correlation, classification of logs, block structure, tectonic faults, hydrodynamic study, seismic survey, lithofacies analysis

References

1. Smetanin A.B., Rumak N.P. and oth. *Utochnenie geologicheskoy modeli, pereschet zapasov i TEO KIN Tavlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya* [Refinement of the geological model, reestimation of reserves and TEO KIN of Tavlinsko-Russkinskoye field], Tyumen: *Lukoil-Zapadnaya Sibir'*, 2007.
2. Gutman I.S., Sultanshina T.R., Halyapin S.V. *Osobennosti stroeniya zalezhej nefi v gorizonte JuS_1 Gribnogo mestorozhdeniya* [Structural features of oil deposit in the horizon JuS_1 of Gribnoye field]. Oil industry, 2014, issue 5, pp. 60–64.
3. Gutman I.S., Sultanshina T.R., Saakian M.I., Arefiev S.V., Garifullin I.I. *Osobennosti uslovij zaleganiya plastov i ih kolektorov produktivnogo gorizonta BS_{10}^{2+3} Tavlinsko-Russkinskogo mestorozhdeniya* [Features of the conditions of occurrence of layers and their collectors' productive horizon BS_{10}^{2+3} Tavlinsko-Russkinskoye field]. *Neдрopolzovanie XXI century*, 2016, issue 5, pp. 50–71.
4. Spindler A.A., Parnachev S.V. *Otcenka pronicamosti razryvnyh narushenij odnogo iz mestorozhdenij Tomskoj oblasti* [Estimation of permeability of disruptive disturbances of one of the Tomsk region deposits]. Book of Abstracts for the Conference Problems of Geology and Development of Subsurface Resources. Tomsk, 2013, 852 p.
5. Skachek K.G., Supolkina I.V., Panteleyko I.A. *Osobennosti ficial'nogo stroeniya neokomskih otlozhenij (na primere gruppy plastov BS_{10}^{2+3} severnoj chasti Surgut'skogo svoda)* [Special features of the facies distribution of neocomian sediments exemplified by the BS_{10}^{2+3} 2 zones (northern part of the Surgut arch)]. *Georesursy*, 2011, issue 3 (39), pp. 27–31.
6. Andreev V.E., Chudinova D.Y., Chizhov A.P., Chibisov A.V., Efimov E.R. *Geologicheskie uslovija effektivnogo primeneniya GRP neokomskih otlozhenij* [Geological conditions of hydrofract effective applying in Neocomian formation]. Geology. Departments news of earth and natural resources sciences. Ufa: *Gilem*, 2015, issue 21, pp. 63-69.
7. Gutman I.S., Balaban I.Y., Staroverov V.M., Kuznetsova G.P., Saakian M.I., Potemkin G.N., Rudnev S.A. and oth. *Metodicheskie rekomendacii k korreljacii razrezov skvazhin* [Methodical recommendations for well log correlation]. Eb. by M Gutman I.S. Moscow: *Nedra*, 2013, 112 p.