

УДК 553.98:551.24:571.1.
AGRIS U40

<https://doi.org/10.33619/2414-2948/120/03>

РОЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ В ФОРМИРОВАНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ “G” МЕСТОРОЖДЕНИЯ

©*Севостьянов К. В.*, Национальный исследовательский Томский политехнический университет; Югорский государственный университет,
г. Томск; г. Ханты-Мансийск, Россия, c.cevosk@gmail.com

THE ROLE OF TECTONIC FAULTS IN THE FORMATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS AT THE “G” FIELD

©*Sevostyanov K.*, National Research Tomsk Polytechnic University; Yugra State University,
Tomsk; Khanty-Mansiysk, Russia, c.cevosk@gmail.com

Аннотация. Актуальность исследования связана с низкой эффективностью освоения сложнопостроенных месторождений Западной Сибири из-за недоучёта влияния тектонических нарушений. Детальный анализ разломов ключевой для оптимизации геолого-разведочных работ и проектов разработки. Цель работы — анализ влияния разломно-блоковой структуры на распределение, состав и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) продуктивных пластов G месторождения. Методология включает комплексный анализ данных сейсморазведки (МОВ, МОГТ), ГИС и керн для картирования нарушений и оценки их воздействия на коллекторы. Установлено, что разломы выполняют двойную роль. Они являются экранами, разделяя пласты на изолированные блоки с самостоятельными залежами, что обуславливает многопластовость и сложность строения. Одновременно, разломы служат каналами вертикальной миграции углеводородов, формируя залежи в вышележащих отложениях. Ключевой практический результат — выявление улучшения ФЕС в приразломных зонах. Данные ГИС и керн фиксируют рост пористости (до 25%), проницаемости (до 500 мД) и дебитов скважин (в 5–10 раз). Установлена связь аномально высоких пластовых давлений (Ка до 1,38) и газового фактора с глубинными разломами. Выводы. Тектонические нарушения — определяющий фактор формирования залежей, контролирующий их локализацию, состав и продуктивность. Результаты значимы для оптимизации поиска и разработки подобных месторождений, обосновывая необходимость детального изучения разломной тектоники при проектировании размещения скважин.

Abstract. Relevance of the research is driven by the low development efficiency of complex fields in Western Siberia due to insufficient accounting for the impact of tectonic faults. A detailed analysis of faults is key to optimizing geological exploration and field development planning. The purpose of this work is to analyze the influence of the fault-block structure on the distribution, composition, and porosity-permeability properties of productive reservoirs at the G field. Methodology includes an integrated analysis of seismic (CDP, CMP), well logging, and core data to map faults and assess their impact on reservoirs. Results. It has been established that faults play a dual role. They act as seals, dividing reservoirs into isolated blocks with independent accumulations, which results in multi-layer structure and geological complexity. Simultaneously, faults serve as conduits for vertical hydrocarbon migration, forming accumulations in overlying deposits. A key practical result is the identification of improved porosity-permeability properties in the fault zones. Well logging and core data indicate an increase in porosity (up to 25%), permeability (up to 500 mD), and well flow rates (by 5-10 times). A relationship between

abnormally high formation pressures (pressure gradient up to 1.38) and the gas-oil ratio with deep-seated faults has been established. Conclusions. Tectonic faults are a determining factor in the formation of hydrocarbon accumulations, controlling their localization, composition, and productivity. The results are significant for optimizing exploration and development of similar fields, justifying the need for a detailed study of fault tectonics when planning well placement.

Ключевые слова: “G” месторождение, тектонические нарушения, разломно-блоковая структура, вертикальная миграция флюидов, аномально высокие пластовые давления, трещиноватость коллекторов.

Keywords: “G” field, tectonic disturbances, fault-block structure, vertical fluid migration, abnormally high formation pressures, reservoir fracturing.

“G” нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Надым-Пурской нефтегазоносной области, является классическим примером сложнопостроенного месторождения севера Западной Сибири. Его открытие в 1965 году было связано с выявлением Пурпейского вала – крупной положительной структуры второго порядка. Особенностью месторождения является его многопластовость (более 45 продуктивных пластов) и чрезвычайно сложное, блоковое строение, обусловленное интенсивной разрывной тектоникой. Месторождение приурочено к Пурпейской брахиантклинали, являющейся частью Пурпейского малого вала в пределах Северного крупного вала Западно-Сибирской геосинеклизы. Согласно тектоническим схемам, эта структура представляет собой приподнятую зону, осложненную серией разломов северо-западного и северо-восточного простираний [5].

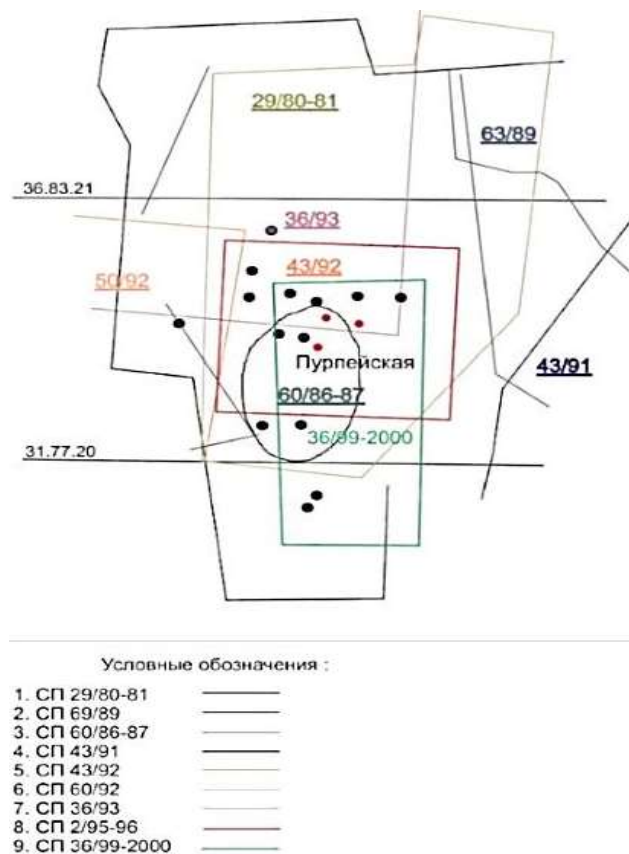


Рисунок 1 Схема геолого-геофизической изученности «G» месторождения

Данные сейсморазведки МОВ и МОГТ, выполненные в период с 1960-х по 2000-е годы (Рисунок 1), выявили, что месторождение интенсивно нарушено разломами, формирующими мозаику блоков как в фундаменте, так и в осадочном чехле. Эти нарушения имеют, в основном, сбросовый характер и формируют центрально-осевые грабены (Рисунок 2). Важной особенностью является унаследованность развития структур. Наиболее рельефно Пурпейский вал выражен в юрских отложениях (отражающий горизонт Б), в то время как в вышележащих меловых отложениях (сеноман, горизонт М) его формы существенно выполаживаются, а структурный план упрощается.

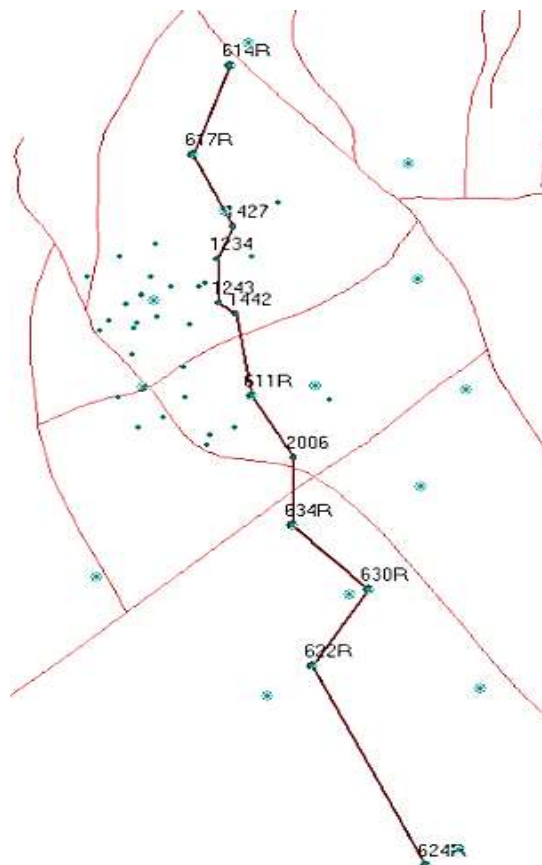


Рисунок 2. Схема тектонических нарушений

Данные и методы исследований

Для достижения поставленной цели был применен комплексный подход, основанный на интеграции и совместном анализе разнородных геолого-геофизических данных «G» нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ). Исследование базируется на следующих основных массивах информации:

- сейсмические данные. В работе использованы материалы 2D и 3D сейсморазведки методами общей глубинной точки (МОГТ) и отраженных волн (МОВ), полученные в период с 1960-х по 2000-е годы (Рисунок 1). Общий объем обработанных данных составил более 1000 пог. км профилей 2D и ~800 км² объемов 3D съемки, что позволило с достаточной детальностью проследить тектонические нарушения в фундаменте и осадочном чехле и построить структурные карты по ключевым отражающим горизонтам (Б, М и др.) [8].

- данные геофизических исследований скважин (ГИС). Проанализированы результаты стандартного комплекса ГИС по 60 скважинам, вскрывшим продуктивные пласты от сеноманских (ПК₁₂) до верхнеюрских (Ю₁) отложений. В анализ вошли данные резистивиметрии (БКЗ, зонды БК), радиоактивного каротажа (ГК, НК, НГК), акустического

каротажа (АК) и др., которые являются основой для расчленения разреза, корреляции пластов и количественной оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) [3].

- лабораторные исследования керна. Привлечены результаты литологических, петрофизических и геохимических исследований керна, отобранного из продуктивных пластов группы БП. Проанализированы данные по гранулометрическому составу, открытой пористости (K_p) и проницаемости ($K_{пр}$) по 250 образцам, что обеспечило верификацию интерпретационных моделей, построенных по данным, ГИС [4].

- промыслово-технологическая информация. Для оценки продуктивности и флюидальной характеристики залежей использованы результаты опытно-промышленной эксплуатации и испытаний скважин, включающие замеры дебитов нефти, газа и конденсата, газового фактора, а также результаты замеров пластовых давлений.

Методология работы включала последовательное решение следующих задач:

- сейсмогеологическая интерпретация и картирование разломов. На первом этапе была выполнена детальная интерпретация сейсмических данных. Положение тектонических нарушений картировалось путем комплексного анализа когерентных атрибутов, кубов кривизны и сейсмических разрезов [8]. Это позволило выявить зоны с нарушенной целостностью осадочного чехла и построить схему разломно-блокового строения месторождения.

- структурное моделирование. На основе результатов интерпретации построены структурные карты по кровле основных продуктивных пластов (БП₇–БП₉, Ю₁) и серия геологических профилей (Рисунок 4), наглядно демонстрирующих изолирующую роль разломов и формирование самостоятельных залежей в отдельных блоках.

- анализ фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Для оценки влияния тектонических нарушений на коллекторы проводился сравнительный анализ ФЕС в приразломных зонах и в ненарушенных блоках. По данным ГИС и керна были количественно оценены значения пористости и проницаемости. Выделены зоны аномального улучшения ФЕС, связанные с развитием трещиноватости и дробления пород вблизи разломов.

- анализ пластовых давлений и флюидной системы. Рассчитаны коэффициенты аномальности пластовых давлений ($K_a = P_{факт}/P_{гидрост}$) для различных горизонтов от сеномана до юры. Совместный анализ распределения давлений, газового фактора и положения разломов позволил сделать выводы о миграционных путях флюидов и механизмах формирования аномально высоких пластовых давлений (АВПД) [2].

Интеграция всех перечисленных методов в единую модель позволила комплексно оценить роль тектонических нарушений в формировании залежей углеводородов на «G» месторождении.

Результаты и их обсуждение

Важнейшей функцией разломов является их экранирующая роль. Выступая в качестве непроницаемых барьеров, они разделяют единые продуктивные пласты на изолированные блоки, в каждом из которых формируется самостоятельная залежь со своим флюидальным контактом (ВНК, ГНК, ГВК). Это демонстрирует строение пластов группы БП (Рисунок 3). Например, в пласте БП₉ и в пласте БП₈³ выделено семь самостоятельных залежей, приуроченных к различным тектоническим блокам. Экранирование приводит к тому, что в пределах одного пласта могут существовать как чисто газовые (БП₇¹), так и нефтяные (БП₆¹), и нефтегазоконденсатные (БП₉²) залежи. Эта же функция обуславливает сложность оконтуривания залежей и необходимость точечного размещения скважин [6]. Наряду с экранирующей, нарушения выполняют и проводящую функцию, создавая каналы для вертикальной миграции углеводородов. Сочетание разломов с аномально-высокими

пластовыми давлениями создавало благоприятные условия для межрезервуарного перетока флюидов. Это объясняет формирование многопластовой системы месторождения с этажом нефтегазоносности, охватывающим отложения от сеноманских (ПК12) до верхнеюрских (Ю1). Миграция по разломам, вероятно, сыграла ключевую роль в насыщении вышележащих меловых коллекторов, сформировав, в частности, крупные газовые залежи в сеноманских отложениях.

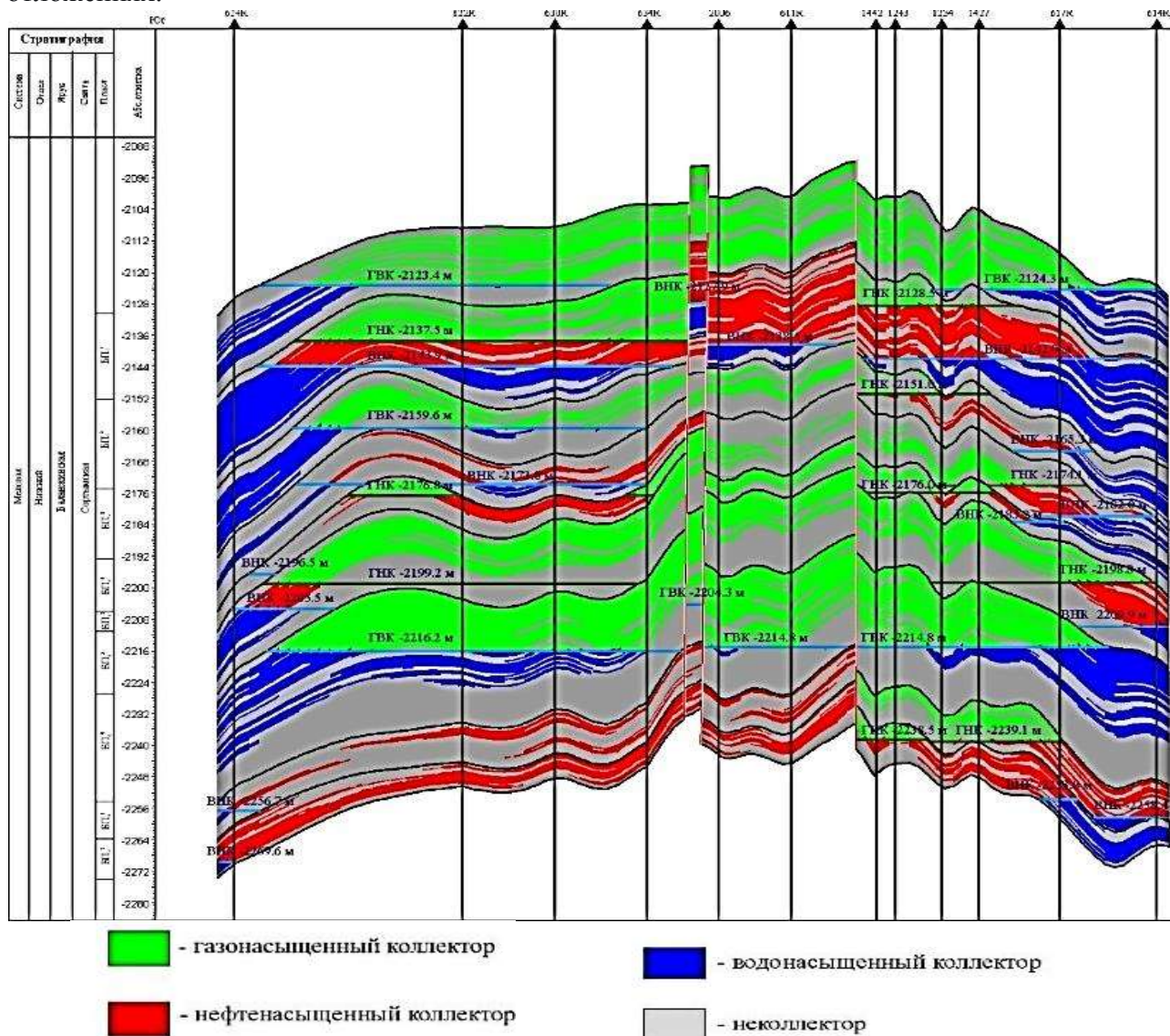


Рисунок 3. Геологический профиль пластов БП7-БП9

Параллельно с миграционной и экранирующей функциями, тектонические нарушения существенно преобразуют фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород-коллекторов в приразломных зонах. Под воздействием тектонических деформаций в данных местах месторождения развиваются процессы, способствующие локальной улучшению коллекторских характеристик. Ключевым фактором улучшения ФЕС является развитие микро- и макротрещиноватости вблизи разломов. Для низкопроницаемых коллекторов ачимовской толщи (пласт Ач₁) и отдельных пластов тюменской свиты, а также для нетрадиционных коллекторов, где фильтрация осуществляется преимущественно по трещинам, этот процесс имеет определяющее значение, существенно повышая проницаемость пород и, следовательно, их продуктивность [7].

Дополнительным фактором улучшения коллекторских свойств служит механическое воздействие вдоль плоскостей разломов, вызывающее дробление и измельчение песчаников и алевролитов [1].

В результате в приконтактных зонах формируются участки с аномально высокой пористостью, что подтверждается данными лабораторных исследований керна и геофизических измерений. Анализ данных керна и геофизических исследований скважин (ГИС) позволяет выделить блоки, где в приразломных зонах коллекторские свойства улучшены. На «G» месторождении это характерно для следующих структурных блоков (Рисунок 4):

- центральный блок (район скважин 634Р, 611Р): в пределах этого интенсивно нарушенного блока, где сосредоточены залежи пластов БП₇ – БП₉, данные ГИС фиксируют аномалии высоких значений удельного электрического сопротивления и пористости, интерпретируемые как зоны улучшенных ФЕС (Таблица 1). Высокие дебиты скважин, вскрывших эти интервалы (например, фонтанный приток газоконденсата из пласта БП₇² в скв. 634Р дебитом 149.3 м³/сут), подтверждают наличие высокопроницаемых коллекторов, сформированных под воздействием тектонических процессов.

- северный блок (район скважины 602Р): В зонах сочленения разломов северного купола также отмечаются участки с повышенными значениями проницаемости в пластах БП₅ – БП₈, что связано с развитием трещиноватости.

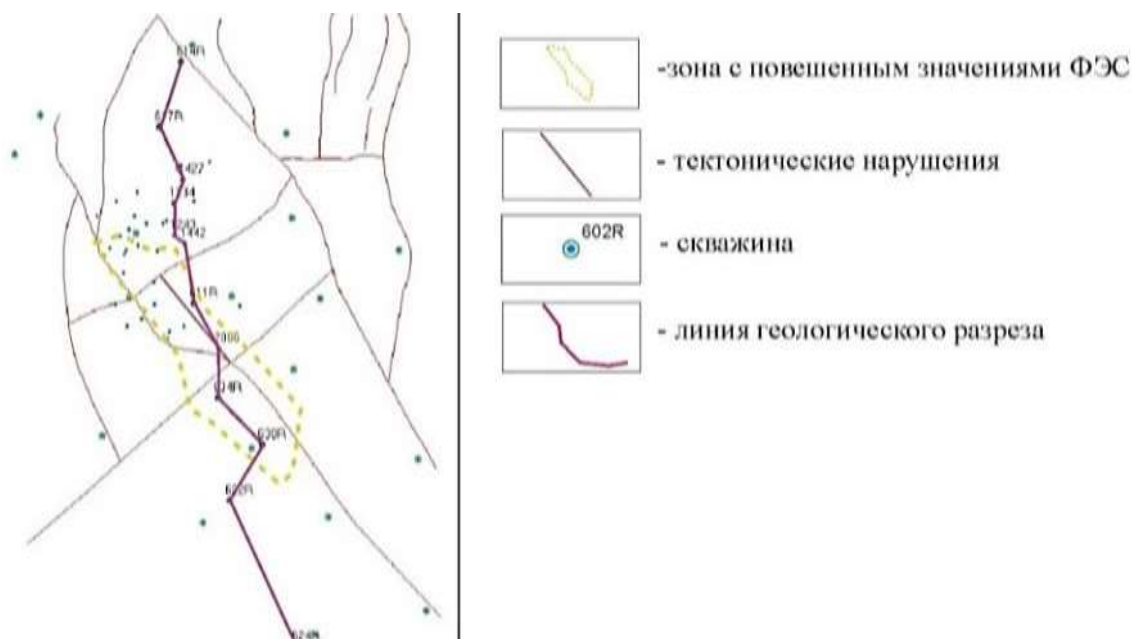


Рисунок 4. Схема тектонических нарушений по пластам группы БП с зоной повышенным значениям ФЭС

Также можно выделить закономерность, что газовый фактор в центральных блоках аномально высокий и составляет в среднем 150-160 м³/м³. Анализируя данные можно сделать вывод, что эта аномалия напрямую связана с наличием глубинных разломов, которые служили путями миграции газа из глубокозалегающих материнских пород в пласты коллекторов, а также с особенностями формирования залежей в условиях высоких пластовых давлений. Говоря об высокие показатели пластовых давлений, можно проследить связь опять же с тектоническими нарушениями. Тектонические нарушения создают изолирующие блоки и препятствующие нормальному уравниванию давления. Проанализирую данные можно сказать, что аномальность увеличивается с глубиной погружения (таблица 2), например в

группе пластов ПК можно увидеть наименьшее превышения давление (1,03 коэффициент аномальности), а уже в пласте Ю₁ видны резкие аномальные значение пластового давления (1,38 коэффициент аномальности).

Таблица 1

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА ПОРИСТОСТИ И ПРОНИЦАЕМОСТИ
ПРИРАЗЛОМНОЙ ЗОНЫ И ЗОНЫ В НЕ РАЗЛОМОВ

Параметр	В не разломов зоны	Приразломная зона (в тектонически нарушенных блоках)	Изменение показателей
Пористость (Кп), %	12–18% (среднее ~15%)	18–25% (среднее ~20%)	Увеличение на 25– 40%
Проницаемость (Кпр), мД	10–80 мД (среднее ~30 мД)	80–500 мД (среднее ~200 мД)	Увеличение в 3–10 раз
Удельное электрическое сопротивление (ρ), Ом·м	7–15 Ом·м	15–30 Ом·м и выше	Повышение в 1,5–2 раза
Дебиты скважин	Низкие и средние (1–30 м³/сут)	Высокие (до 150–300 м³/сут)	Рост в 5–10 раз

Таблица 2

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА ФАКТИЧЕСКИХ И НОРМАЛЬНЫХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Параметр	Пласты ПК11-ПК22	Пласты БП4-БП9	Пласт Ю ₁
Средняя глубина залегания	1100-1600 м	1900- 2300 м	~ 2900 м
Нормальное (гидростатическое) давление	11-16 МПа	19-23 МПа	29.0 МПа
Фактическое давление на месторождении	11,3-16.5МПа	20,3-23,4 МПа	~40 МПа
Коэффициент аномальности	~1.03	1.02-1.07	~1.38
Оценка	Нормальное	Слабоаномальное	Сильное АВПД

Такое распределение и резкий скачок показателей давления может говорить об нескольких факторах влияния тектонических нарушений:

-Помпейский вал остается тектонически активным., причем наиболее интенсивные процессы протекают в нижней части осадочного чехла (юрские отложения) и в фундаменте (палеозойские отложения). На это указывает наличие разломов, которые прослеживаются до верхних горизонтов.

-восходящая миграция флюидов из более глубоких зон. С больших глубин, например из палеозойских отложений, по разломам происходит миграция флюида, вместе с которым идёт передача и пластовой энергии в пласт Ю1. По этому процессу, а также об активной тектоники нарушений, можно сделать предположения об формировании условий для образования и наличию залежи или залежей углеводородов в отложениях фундамента.

Заключение

Проведенное исследование роли тектонических нарушений в формировании залежей углеводородов «G» нефтегазоконденсатного месторождения позволило установить их определяющее влияние на строение, распределение и продуктивность залежей. Комплексный анализ данных сейсморазведки (МОВ, МОГТ), геолого-геофизических исследований скважин (ГИС) и керн показал, что разломно-блоковая структура является ключевым фактором, контролирующим все основные аспекты нефтегазоносности данного сложнопостроенного объекта.

Установлено, что тектонические нарушения выполняют двойственную функцию:

- разломы выступают в качестве непроницаемых барьеров, разделяющих продуктивные пласты на изолированные блоки. В каждом блоке формируется самостоятельная залежь со своими флюидами контактами (ВНК, ГНК, ГВК), что обуславливает многопластовость (более 45 пластов) и чрезвычайно сложное строение месторождения. Это приводит к наличию в пределах одного пласта залежей различного фазового состава (газовых, нефтяных, газоконденсатных) и диктует необходимость точечного размещения скважин.

- разломы служат каналами для вертикальной миграции углеводородов. В сочетании с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) это обеспечивало межрезервуарный переток флюидов и формирование многопластовой системы с этажом нефтегазоносности от сеноманских до верхнеюрских отложений [6].

Ключевым практическим результатом работы является выявление существенного улучшения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов в приразломных зонах. В центральном и северном блоках месторождения развитие микро- и макротрещиноватости, а также процессов дробления пород под воздействием тектонических деформаций приводит к аномальному росту пористости (до 25%), проницаемости (до 500 мД) и, как следствие, дебитов скважин (в 5–10 раз). Данные ГИС подтверждают наличие этих зон аномально высоким удельным электрическим сопротивлением.

Выявлена прямая связь тектонических нарушений с аномальными пластовыми давлениями и составом флюидов. Установлено, что коэффициент аномальности пластового давления возрастает с глубиной, достигая максимальных значений в юрских отложениях (до 1,38 в пласте Ю₁). Это, наряду с аномально высоким газовым фактором в центральных блоках (150–160 м³/м³), свидетельствует о продолжающейся восходящей миграции флюидов и пластовой энергии по глубинным разломам из палеозойского фундамента, что предполагает потенциальную нефтегазоносность отложений фундамента.

Таким образом, тектонические нарушения являются основным фактором, контролирующим локализацию, фазовый состав, фильтрационно-емкостные свойства и продуктивность залежей на «G» месторождении. Полученные результаты имеют важное прикладное значение для оптимизации поиска, разведки и разработки подобных сложнопостроенных месторождений. Они обосновывают необходимость детального изучения разломно-блоковой структуры на этапах геологического моделирования и проектирования размещения скважин, с целью точного выявления зон с улучшенными ФЕС и прогнозирования флюидами контактами в каждом изолированном блоке. Надежность выводов обеспечивается комплексным использованием современных методов сейсморазведки и промысловой геофизики.

Список литературы:

1. Сахибгареев Р. С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 260 с.
2. Бакиров А. А., Бакиров Э. А., Юшина Е. А. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Недра, 2012. 299 с.
3. Меркулов В. П. Геофизические исследования скважин. Томск, 2008. 139 с.
4. Иванов М. К., Калмыков Г. А., Белохин В. С., Корост Д. В., Хамидуллин Р. А. Лабораторные методы петрофизических исследований кернового материала. М, 2008. 113 с.
5. Кузьменков С. Г., Зайонц И. Л., Демус С. И., Биншток М. М. Дизъюнктивная тектоника платформенного чехла Приобской части Западно-Сибирской плиты // Геология и геофизика. 1988. Т. 29. №1. С. 120–125.

6. Кузьменков С. Г. Методологическое обеспечение поисков и подготовки нефтегазоперспективных объектов неантиклинального типа на основе сейсмогеологических исследований: на примере Среднего Приобья Западной Сибири: дисс. ... д-р геол.-минерал. наук. Тюмень, 2005. 412 с.

7. Петрова И. С., Селезнев В. С. Трещиноватость пород-коллекторов как фактор повышения продуктивности скважин // Вестник Тюменского государственного университета. 2021. №2. С. 34–45.

8 Журавлев В. В., Никитин А. А. Современные методы интерпретации данных сейсморазведки МОГТ для картирования разломно-блоковой структуры месторождений // Геофизика. 2023. №3. С. 45–52.

References:

1. Sakhibgareev, R. S. (1989). Vtorichnye izmeneniya kollektorov v protsesse formirovaniya i razrusheniya neftyanykh zalezhei. Leningrad. (in Russian).

2. Bakirov, A. A., Bakirov, E. A., & Yushina, E. A. 2012. Geologiya i geokhimiya nefti i gaza. Moscow. (in Russian).

3. Merkulov, V. P. (2008). Geofizicheskie issledovaniya skvazhin. Tomsk. (in Russian).

4. Ivanov, M. K., Kalmykov, G. A., Belokhin, V. S., Korost, D. V., & Khamidullin, R. A. (2008). Laboratornye metody petrofizicheskikh issledovaniy kernovogo materiala. Moscow.

5. Kuz'menkov, S. G., Zaionts, I. L., Demus, S. I., & Binshtok, M. M. (1988). Diz'yunktivnaya tektonika platformennogo chekhla Priob'skoi chasti Zapadno-Sibirskoi plity. *Geologiya i geofizika*, 29(1), 120-125. (in Russian).

6. Kuz'menkov, S. G. (2005). Metodologicheskoe obespechenie poiskov i podgotovki neftegazoperspektivnykh ob'ektov neantiklinal'nogo tipa na osnove seismogeologicheskikh issledovaniy: na primere Srednego Priob'ya Zapadnoi Sibiri: diss. ... d-r geol.-mineral. nauk. Tyumen'. (in Russian).

7. Petrova, I. S., & Seleznev, V. S. (2021). Treshchinovatos' porod-kollektorov kak faktor povysheniya produktivnosti skvazhin. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta*, (2), 34–45. (in Russian).

8 Zhuravlev, V. V., & Nikitin, A. A. (2023). Sovremennye metody interpretatsii dannykh seismorazvedki MOGT dlya kartirovaniya razlomno-blokovoi struktury mestorozhdenii. *Geofizika*, (3), 45–52. (in Russian).

Поступила в редакцию
14.10.2025 г.

Принята к публикации
22.10.2025 г.

Ссылка для цитирования:

Севостьянов К. В. Роль тектонических нарушений в формировании залежей углеводородов “G” месторождения // Бюллетень науки и практики. 2025. Т. 11. №11. С. 28-36. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/120/03>

Cite as (APA):

Sevostyanov, K. (2025). The Role of Tectonic Faults in the Formation of Hydrocarbon Accumulations at the “G” Field. *Bulletin of Science and Practice*, 11(11), 28-36. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/120/03>