

Геологические данные западного – сибирского месторождения

Geological data of the west siberian deposit



Казаев Алексей Александрович,

Тюменский Индустриальный Университет

Kazaev Alexey Alexandrovich,

Tyumen Industrial University

Аннотация. В статье будут рассмотрены геологические данные Западно – Сибирского месторождения, выявлены проблемы тектонического строения.

Summary. The article will consider the geological data of the West Siberian field, identified problems of tectonic structure.

Ключевые слова: нефть, добыча, скважина, проблемы, свита, Западная Сибирь, месторождение, проводка, разработка, горизонтальное окончание, нефтеотдача, пласт, бурение.

Keywords: oil, production, well, problems, Suite, Western Siberia, field, wiring, development, horizontal completion, oil recovery, formation, drilling.

Актуальность исследования. Проблема создания надежной, экологически безопасной и экономически эффективной системы транспортировки нефтепродуктов является важнейшим условием освоения нефтегазовых месторождений арктического шельфа. Перспективные регионы нефтедобычи отличаются сложными суровыми природно-климатическими условиями и геологическими строениями. Тем не менее, существует и другая сторона медали – данные факторы обеспечивают рост нефтесервисного сегмента за счёт постоянного роста сложности задач, требующих применения инновационных технологий.

Актуальность исследования заключается в том, что Западно-Сибирский нефтегазоносный мегабассейн служит главным поставщиком нефти и газа в России. В связи с чем, всестороннее изучение Западной Сибири, интенсивно растёт более полувека и является и сейчас важнейшей задачей геологов России, имеющей и фундаментальное научное и практическое значение. Фундамент Западно-Сибирского мегабассейна в первую очередь — зона выветривания и дезинтеграции поверхности доюрского комплекса, — один из перспективных объектов для выявления новых залежей нефти и газа [3].

Большой интерес к залежам данного мегабассейна, возник сразу же после открытия промышленных залежей газа и нефти в Шаимском и Березо-вском районах, где первыми скважинами была установлена продуктивность верхней части палеозойского комплекса. Было высказано мнение о том, что притоки углеводородов из этой части разреза связаны с переработанной гипергенными процессами кровельной частью складчатого основания, газо-вая или нефтяная специализация которой обусловлена миграцией углеводородов из залежей в верхнеюрских песчаных пластах.

В районе данного месторождения геологический разрез представлен толщей песчано-глинистых отложений, залегающих на поверхности пород палеозойского фундамента. Породы данного фундамента не вскрыты. Верх-ний этаж — типично платформенный, формирование пород происходило в условиях длительного прогибания фундамента.

Углеводородное сырье находится на глубине 0,8-0,9 км. Плотность нефти 0,94 г/см³. Начальный дебит скважины – до 9 т нефти и 2 млн м³ газа в сутки. Отличительной особенностью нефтепродуктов является ее высокая вязкость в пластовых условиях. Из данной нефти можно получать высоко-качественное реактивное и дизельное топливо, арктические низкозастываю-щие малосернистые масла, строительные битумы и электродный кокс. Породы-коллекторы сеномана на месторождении обладают высокой проницаемостью, в среднем 0,8 мкм². Однако продуктивность скважин в среднем по пачкам составляет около 25 м³/сут·МПа. В низкопроницаемых и сложных по строению залежах точное определение пластовых температур по промысловым замерам в простаивающих скважинах представляет определен-ные трудности. Это связано с тем, что процесс восстановления температуры газа в пласте после остановки скважины является длительным. Графики давлений по разрезу скважин предоставлены на рисунке 1.

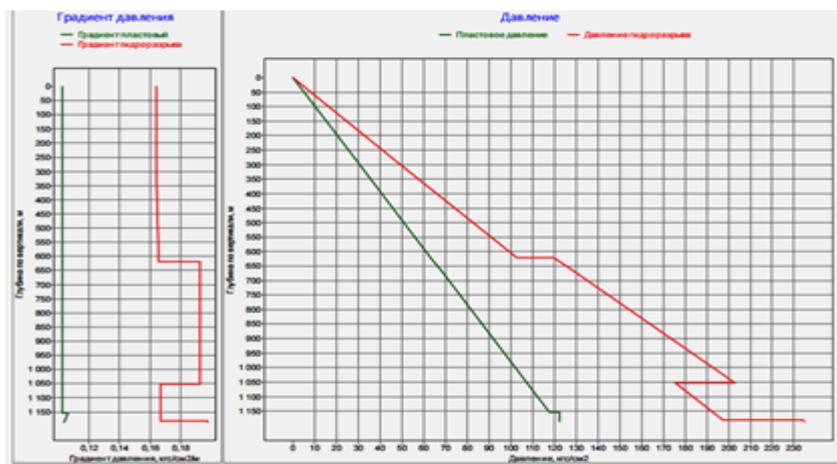


Рисунок 1. - Графики давлений по разрезу скважин

Месторождение обладает сложным тектоническим строением [4].

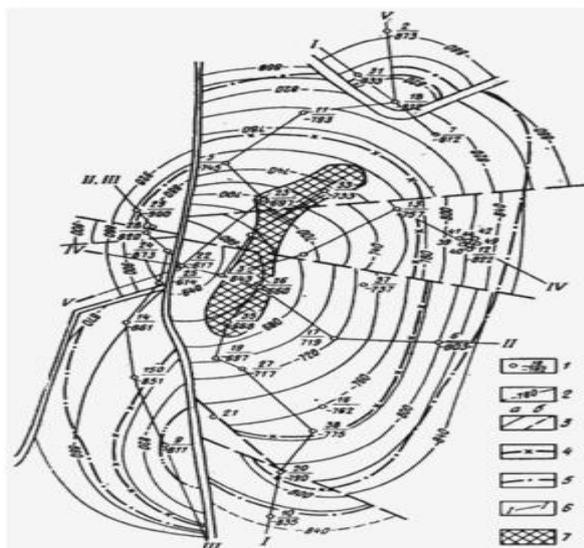


Рисунок 2. - Тектоническое строение

1 – в числителе номер скважины, в знаменателе – абсолютная отметка кровли, м; 2 – изогипсы, м; 3 – тектонические нарушения: а – доказанные, б – предполагаемые; контуры: 4 – газоносности, 5 – нефтеносности; 6 – линия профиля; 7 – зоны размыва глинистого раздела между пачками I и II

Поднятие осложнено системой разрывных нарушений. Основное из них типа сброса амплитудой 200 м проходит вдоль длинной оси структуры через свод поднятия по сеноманским отложениям и делит его на широкую восточную и узкую западную части с соотношением их ширины 6:1. Этому разлому соответствуют «оперяющие» нарушения в западной части структуры, разделяющие ее на четыре части, и одно на юго-восточной.

Особенность месторождения заключается в результате детальной корреляции — наличие в пределах двух структурных этажей. Их происхождение связано с размывом пород под верхней пачкой сеномана, вследствие этого в группе центральных скважин толщина продуктивной части разреза сокращена более чем на 30 м (рис. 3).

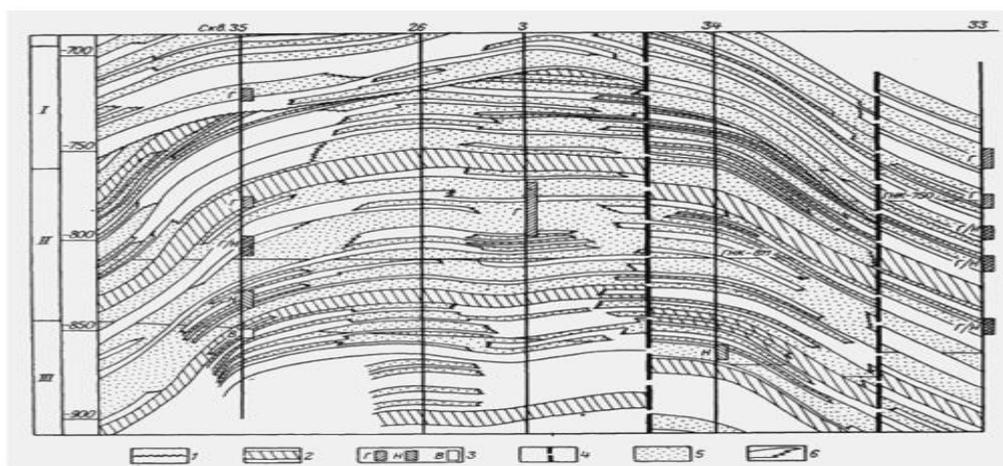


Рисунок 3. - Геологический профиль по линии месторождения

1 – положение размыва 2 – непроницаемые разделы между пачками 3 – результаты опробования Г – газ Н – нефть В – вода 4 – тектонические нарушения породы 5 – коллектор 6 – неколлектор.

Продуктивный слой сеномана имеет общую толщину около 200 м. В разрезах скважины насчитывается до 35 пластов песчаников и алевролитов, разделенных глинами. Породы-коллекторы составляют приблизительно 30 % продуктивного разреза. Ранее исследователями полагалось, что проследить по площади один и тот же глинистый пласт удастся лишь в редких случаях, а разрезы рядом расположенных скважин сложно сопоставить вследствие литологической изменчивости пород [1].

Выявление при детальной корреляции указанного выше несогласия и приуроченность продуктивного разреза сеномана к двум структурным эта-жам позволило по-новому подойти к строению последнего и уверенно проследить распространение одноименных пластов-коллекторов и непроницаемых пачек и прослоев (рис. 4).

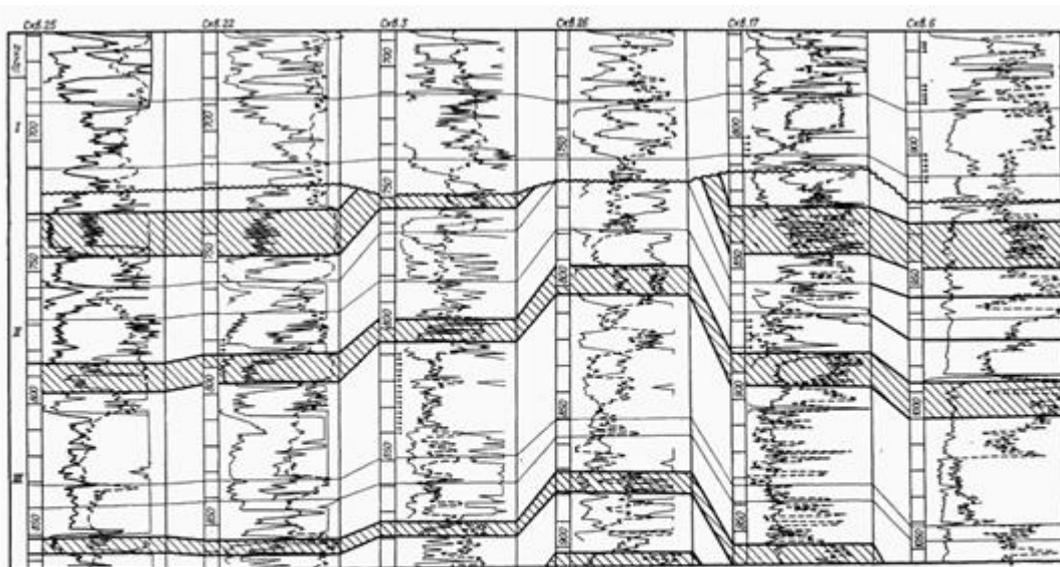


Рисунок. 4. - Схема детальной корреляции скважин месторождения:



1 – КС, 2– ПС

Месторождение определяется сложными условиями залегания нефти. Нефтяные части залежей характеризуются присутствием водонефтяных зон. Ширина чисто нефтяных зон незначительна, они занимают 10–15 % площади нефтеносности в каждой залежи. Размеры залежей по разрезу уменьшаются в направлении сверху вниз. В результате на подавляющей части площади месторождения нефтяные части залежей не совпадают в плане. В таблице 1 предоставлена литолого-стратиграфическая характеристика разреза.

Таблица 1. - Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Стратиграфическое Подразделение		Глубина залегания, м		Мощность, м	Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки, (структура, текстура, минеральный состав и так
Название	Индекс	От (кровля)	От (подошва)		угол, °	азимут, °	
Четвертичная Тибейсалинская Танамская Часельская Кузнецовская Покурская	Q	0	280	280	-	-	Пески, глины, суглинки, супеси Пески, глины Пески, глины Глины, алевролиты Глины, алевролиты Песчаники, глины, алевролиты
	P 1	280	620	340	-	-	
	K2	620	670	50	-	-	
	d+m	670	1052	382	-	-	
	K2	1052	1182	130	-	-	
km+st-k	1182	1186	918	-	-		
	K2t						
	K1-2						
	s-al-a						

Отложения ачимовской толщи на месторождении являются одним из наиболее сложно построенных нефтегазосодержащих объектов. Ачимовская толща по разрезу представлена чередованием низкопроницаемых и непро-ницаемых прослоев. Продуктивные пласты ачимовской толщи представляют собой отдельные линзовидные тела, сходные по строению и составу слагающих их пород. Коллекторы представлены песчаниками. Песчаники светло-серые мелкосреднезернистые, нефтенасыщенные разности со слабым буроватым оттенком, слабглинистые, алевроитовые, волнистая слоистость, обусловлена включениями тонких (до 10 мм) прослоев аргиллитов и УРД. Породы средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе. Обломочный материал представлен преимущественно кварцем, полевыми шпатами и обломками пород.

Масса сложена, в основном, гидрослюдами с частичками хлорита, каолинита, сидерита, иногда отмечается глауконит. Породы интенсивно изменены. Постдиагенетические преобразования проявляются в корроди-рованности кварцевых обломков. Породы-неколлекторы характеризуются алевролитами и аргиллитами. По данным РСА, глинистые разновидности сложены преимущественно гидрослюдами и хлоритом.

Породы имеют псаммитовую структуру, размеры зерен 0,15-0,5мм, с преобладанием обломков 0,1-0,15мм. Текстура тонкослоистая характеризуется ориентацией слюд,

уплощением обломочного материала. Зерна слабо удлиненные, угловатые, хорошо отсортированные. Встречается единичный мелкий раковинный детрит 0,2мм плохой сохранности. Обломочная часть составляет примерно 90% от площади шлифа, соответственно цемент составляет 10%. Обломки представлены слюдами, кварцем, плагиоклазом, шпатами, обломками пород. Кварц — с волнистым погасанием, слабо регенерирован, деформирован, уплощен. Плагиоклаз таблитчатый, замутнен, сдвойникован, уплощен, полевой шпат редок, замутнен пелитовой примесью. Слюда — биотит, мусковит, гидратированные в изогнутых пластинках, расщепленные на краях [2].

Хлорит в изогнутых бледно-зеленых до голубовато-зеленого листочках, волокнистых сростках. Обломки пород — углеродистые сланцы, кварц-хлоритовые сланцы, серицитовые сланцы, глинистые сланцы, серицит хлорит-кварцевые сланцы, хлоритизированные обломки пород, ожелезненные обломки пород, сидеритизированные обломки по уралитизированному и затем биотитизированному пироксену долерито-габровых пород.

Аутигенные компоненты представлены каолинитом, хлоритом, смешанослойными образованиями, гидрослюдами. По составу цемент глинистый, слегка затронут карбонатизацией и цеолитизацией.

По данным РСА глинистая составляющая представлена:

- шлиф №020-1П-87. Каолинит-4%; Хлорит-41%; Смешанослойные образования 22%; Гидрослюда-33%;
- шлиф №020-1П-112. Каолинит-5%; Хлорит-74%; Смешанослойные образования 9%; Гидрослюда-12%;
- шлиф №020-1П-146. Каолинит-2%; Хлорит-40%; Смешанослойные образования 27%; Гидрослюда-31%.

По типу и распределению цемент: контактово-поровый, пленочно-поровый, часто обломки сочленяются конформно (бесцементно). Акцессорные минералы представлены рудным минералом и апатитом. Аутигенные минералы: сфен и лейкоксен по рудным минералам, регенерационный кварц, сидерит по вторичному биотиту.

Важнейшей задачей нефтяной отрасли является задача геологического изучения процесса развития осадконакопления. Ее влияние имеет большое значение для успешного прогнозирования форм и размеров природных резервуаров нефти и газа, следовательно, и запасов нефтепродуктов. В связи с чем, первоочередным представляется познание закономерностей образования осадочных толщ.

Выявление генетической принадлежности пород при их изучении физико-географических условий их формирования производится на основе исследования суммы

многих генетических признаков породы: структур, ми-нералогических особенностей, захороненных остатков растительного и животного происхождения. Выводы о генезисе отложений происходят на исследовании и изучении целого комплекса признаков.

Исследователи отмечают, что ачимовские отложения имеют турбидитную природу образования. Обломочный материал на данном месторождении перерабатывался течениями, и максимальные значения обломочного материала приурочены к конусам выноса. В образовании конусов принимали участие придонные течения склонов, контуриты и нередко образовались оползни, что подтверждается сортировкой зерен и особенностями пород.

Подтверждением турбидитной природы ачимовской толщи являются масштабные толщи переслаивающихся песчаников и аргиллитов и деформационных структур и оползней. Как известно, турбидиты — отложения мутьевых потоков на дне морей, представленные классическими осадками разных размеров и степени окатанности. По набору текстур выделены два типа разреза турбидитов: разрез среднезернистых турбидитов – классическая последовательность Боума, разрез мелкозернистых турбидитов – литофации глин с прослоями алевролита и градиционной слоистостью. По данным признакам можно предположить, что образование ачимовских отложений происходило перемещением песчано-алевритовых осадков в виде оползней, причем скорости осадконакопления были высокими.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что пластовые характеристики не являются уникальными: давление расположено в пределах (80-100 бар), температура – порядка +20°C. Разработка пласта осложняется тем, что глубина промерзания грунта в районе Западно – Сибирского место-рождения составляет порядка 600 м. Решение проблемы предотвращения разуплотнения данного слоя является ключом к успеху в освоении месторождения. Процесс же осложняется труднодоступностью данного месторождения.

Список использованной литературы

1. Геология СССР. Западно-Сибирская низменность / Ред. Н.Н. Ростовцев. М., Недра, 1964, т. 44, ч. 1, 550 с/
2. Иванов К.С. Геохронологические исследования фундамента Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна // Лито- сфера, 2005, № 3, с. 117-135.
3. Федоров Ю.Н. Тектоническое строение Приуральской части фундамента Западно-Сибирского мегабассейна // Ханты-Мансийск, 2004, т. 1, с. 91-102/

4. Федоров Ю.Н. Этапы тектонической активизации Западно-Сибирской платформы // Докл. РАН, 2004в, т. 397, № 2, с. 239—242.

References

1. Geology of the USSR. West Siberian lowland / Ed. M., Nedra, 1964, vol. 44, CH. 1, 550 s/
2. Ivanov K. S. Geochronological studies of the Foundation of the West Siberian oil and gas megabassein // Lito-sphere, 2005, No. 3, pp. 117-135.
3. Fedorov Yu. N. Tectonic structure of the Ural part of the Foundation of the West Siberian megabassay // Khanty-Mansiysk, 2004, vol. 1, pp. 91-102/
4. Fedorov Yu. N. Stages of tectonic activity of the West Siberian platform // Dokl. RAS, 2004v, vol. 397, No. 2, pp. 239-242.