

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования Национальный исследовательский
Томский Политехнический Университет

На правах рукописи

ПАРОВИНЧАК КОНСТАНТИН МИХАЙЛОВИЧ

«ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ»

Специальность: 25.00.16 Горнопромышленная и нефтегазопромысловая
геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр (геолого-
минералогических наук)

Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-
минералогических наук

Научный руководитель
К.Г.-М.Н.
Ежова А.В.

Томск 2013г.

СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Введение.....	3
ГЛАВА 1. Общие сведения.....	10
ГЛАВА 2. Сырьевая база..	11
ГЛАВА 3. Особенности геологического строения, обзор, анализ литологических исследований пород коллекторов юго-востока Западно- Сибирской плиты.....	14
ГЛАВА 4. Предлагаемый метод вскрытия палеозойских отложений, нефтяных оторочек юрских залежей.....	151
ГЛАВА 5. Расчет уровней добычи нефти, газа, конденсата, очередность ввода месторождений.....	164
ГЛАВА 6. Обустройство месторождений, транспортировка продукции, краткая оценка экономических показателей проекта.....	167
ГЛАВА 7. Доразведка месторождений, уточнение структуры порового пространства	174
Заключение.....	182
Список литературы.....	183

Введение

Актуальность темы. В течение последних пятидесяти лет в Томской области открыто около 100 месторождений, в том числе самое крупное нефтяное Советское месторождение (геологические запасы нефти оценены на уровне 584 млн т), а также Мыльджинское месторождение, которое является самым крупным газоконденсатонефтяным месторождением Томской области (геологические запасы газа оценены на уровне 90 млрд м³).

Данные месторождения Томской области (а также Вахское, Лугинецкое, Двуреченское, Крапивинское и т.д.) сейчас находятся на завершающей стадии разработки. Основные месторождения, на которых сконцентрировано более 90% всех запасов Томской области либо разбурены, либо будут добурены в ближайшие 3-5 лет, соответственно объемы добычи нефти будут сокращаться.

В связи с этим в данное время остро стоит вопрос как возобновления ресурсной базы (наращивание объемов ГРП), так и ввод в разработку уже ранее открытых, но из-за удаленности, принадлежности разным недропользователям неразрабатываемых месторождений.

Данная проблема была выявлена специалистами ОАО «ТомскГаз» и в 1994 г. была предложена программа ввода группы неразрабатываемых месторождений [1]. Но по ряду причин программа реализована частично.

Автором детально проанализирована как ранее предложенная программа, так и проектные документы, которые были составлены по месторождениям рассматриваемого района [2].

В основу данной работы легла предложенная ранее концепция ОАО «ТомскГаз».

Главным принципом составления настоящей работы является комплексный подход к освоению мелких и средних нефтяных и газоконденсатных месторождений, который обеспечивает их рентабельность в отличие от традиционных подходов.

В настоящей работе рассмотрены все месторождения Томской области по которым вскрыты палеозойские отложения, а также по части месторождений (географически расположены в одном районе и в данное время

не разрабатываются) предложена программа ввода в промышленную эксплуатацию. В данный район входят 28 месторождений, основными недропользователями которых являются ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Томскгазпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Востокгазпром», ОАО НК«РуссНефть» и др.

Вторым принципом работы является независимость от ведомственной принадлежности месторождений и формирования единой технологической схемы разработки, подготовки и транспорта добываемой продукции. Только такая стратегия обеспечит максимальную прибыльность всех участников проекта и принесет наибольшую пользу области в целом.

Поскольку работа является концептуальной, то в ней приводятся только краткие данные о принципиальной трубопроводной схеме, предварительной оценки капитальных вложений в обустройство, укрупненного расчета экономических показателей. Более детальные расчеты будут сделаны в следующих предпроектных документах, а также проектах разработки и обустройства, выполняемых специализированными институтами.

Так как большая часть запасов по рассматриваемым месторождениям находится в палеозойских отложениях, автором был обобщен весь имеющийся материал по палеозойским отложениям Томской области, научно обосновано формирование, распространение данных отложений, определены оптимальные методы вскрытия для предотвращения загрязнения призабойной зоны пласта (бурение на репрессии, горизонтальное, многозабойное бурение, эксплуатация скважин с открытым стволом и т.д.), предложены подходы к разработке данных месторождений (система разработки, темп бурения и т.д.).

Также автором предложена и начата реализация программы доизучения, подготовки к вводу в разработку Калинового, Северо-Калинового, Нижне-Табаганского месторождений принадлежащий ОАО «НК «Роснефть» (2010-2012г. - выполнение сейсмических работ, 2013г. - бурение разведочных, уплотняющих скважин).

В 2010г для уточнения геологического строения основной залежи Юрубчено-Тохомского месторождения (ОАО «Востсибнефтегаз» – одно из курируемых дочерних обществ автора) были приглашены специалисты Бейсип-Франлаб (Французский Институт нефти и газа), силами которых была построена модель двойной пористости, проницаемости, сняты основные вопросы по геологии, разработке, уточнены уровни добычи нефти на перспективу, скорректированы проектные решения. На 2013г аналогичная работа заложена по 48 лицензионному блоку, работа будет выполняться автором совместно со специалистами Французского института.

Также в течении последних трех лет автором инициировано, проведено порядка 13 совещаний со сторонними недропользователями, месторождения которых расположены в рассматриваемом районе, проработано оптимальное направление транспортировки продукции, проведены совещания с потенциальными подрядными организациями, которые подтвердили участие в создании инфраструктуры.

Цель работы – разработка, научное обоснование пошаговой программы освоения законсервированных месторождений Томской области:

- обобщение материала по доюрским отложениям Томской области, обоснование формирования, распространения данных отложений в рассматриваемом районе;
- определение оптимальных методов вскрытия для предотвращения загрязнения призабойной зоны пласта (бурение на репрессии, эксплуатация скважин с открытым стволом, горизонтальное, многозабойное бурение).

Объектом исследования является технология комплексного освоения месторождений.

Защищаемые положения и результаты.

1. Выявленные закономерности формирования, распространения доюрских отложений.
2. Целесообразность при бурении разведочных, эксплуатационных скважин вскрывать весь потенциально продуктивный разрез, производить полноразмерный отбор керн в тубах.

3. Критерии, определяющие способы заканчивания бурения новых скважин.

4. Порядок очередности ввода группы месторождений в разработку и рациональную программу их эксплуатации.

Научная новизна. Личный вклад.

Автором был обобщен материал по доюрским отложениям Томской области. Изучен мировой опыт бурения многозабойных скважин.

При бурении скважин на палеозойские отложения Чкаловского месторождения (2010г) автором предложено отработать разные способы заканчивания новых скважин, ряд способов так же предложен и реализуется на месторождениях ООО «Северной нефти», ОАО «Востсибнефтегаз», ОАО «Удмуртнефть», ЗАО «Ванкорнефть» (бурение горизонтальных, многозабойных скважин, скважин с открытым стволом, со спуском фильтров, с обсадкой и перфорацией и т.д.), лучшие рекомендовано применить на месторождениях рассматриваемого района.

В результате бурения, исследования керна и других геолого-физических данных по доюрским отложениям Чкаловского месторождения, выделено силурийское рифовое тело, трассированное по кубу 3Д сейсморазведки по характерному поведению сейсмических амплитуд. Рифовое тело распространено в северо-западном направлении и выделено в модели отдельно. При выборе рангов вариограмм при распределении свойств учитывались геометрические параметры рифа, установленные по месторождениям-аналогам.

Детальное изучение кернового материала, выполненного для уточнения строения палеозойской части Чкаловского эрозионно-тектонического выступа, позволило обнаружить в породах керна скважины № 210 палеонтологические остатки, которые подтвердили ранее сложившееся представление о строении палеозойской части Чкаловского выступа, осложненного значительными вторичными преобразованиями пород в зоне действия процессов триасового рифтогенеза.

Изучение характера трещиноватости карбонатной части разреза позволило создать геологическую модель продуктивных отложений пласта М₁ двойной пористости и проницаемости.

Представлены доказательства отсутствия в пределах продуктивного пласта М₁ легких углеводородов в газообразном состоянии.

Автором предложена и реализуется программа доизучения месторождений рассматриваемого района (сейсмика, бурение разведочных скважин, исследование керна). Вынос керна по доюрским отложениям, как правило, низкий. Для детального изучения порового пространства рекомендуется бурение разведочных скважин с полномасштабным выносом керна (в тубах), и, кроме стандартных исследований, проведение томографии, растровой электронной микроскопии, исследование пустотного пространства современными оптическими приборами, как это было выполнено по Юрубчено-Тохомскому месторождению.

Сформированы критерии очередности ввода месторождений в разработку, доли вклада в строительство наземной инфраструктуры каждого недропользователя.

Практическая значимость. Реализация данной программы позволяет:

- повысить эффективность поисково-разведочных работ;
- пересмотреть, доизучить запасы УВ по уже открытым месторождениям;
- расширить и частично воспроизвести минерально-сырьевую базу области;
- отработать предложенную технологию вскрытия доюрских отложений с минимальным воздействием на пласт;
- ввести в промышленную разработку 28 месторождений, находящихся в бездействии, дополнительная добыча от которых позволит частично компенсировать падение добычи нефти по крупным, введенным ранее в разработку месторождениям;
- составить аналогичную программу ввода в разработку по другим месторождениям.

Апробация работы. Основные положения данной работы неоднократно докладывались и обсуждались на научно технических совещаниях Компании

ОАО «НК «Роснефть» (место работы автора), проводился ряд совещаний с участием основных недропользователей месторождений рассматриваемого района, а также на совещаниях при Администрации Томской области.

Соискатель, начиная с 2006г инициирует ускоренный ввод в разработку данной группы месторождений. Принимает непосредственное участие в формировании программы доизучения месторождений (сейсмические работы, бурение разведочных скважин).

Результаты диссертационной работы также были доложены на многих совещаниях, в том числе на Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 80-летию Российского государственного университета нефти и газа И.М. Губкина.

Публикации по теме диссертации. Опубликовано 7 статей, в том числе 6 в журналах, рекомендуемых ВАК РФ.

Структура и объем диссертации.

Диссертационная работа содержит 187 страниц, в том числе 19 рисунков (18 в тексте и 1 в приложении), 4 таблицы (2 в тексте и 2 в приложении). Она состоит из введения, 7 глав и заключения. Список литературы включает 52 наименования.

Работа выполнена на кафедре геологии и разведки полезных ископаемых Национального исследовательского Томского политехнического университета под научным руководством доцента, к.г.-м.н., Ежовой Александры Викторовны, которой автор выражает глубокую благодарность за всестороннюю помощь, ценные замечания и постоянную поддержку.

Автор признателен за консультации и рекомендации, оказанные при написании работы д.г.-м.н., профессору А.А. Поцелуеву; д.г.-м.н., профессору Л.Я. Ерофееву; д.г.-м.н., профессору Н.П. Запивалову; за методическую помощь – специалистам ОАО «ТомскНИПИнефть», а также своим учителям Б.Б. Квеско, С.К. Кнышу, В.Н. Арбузову.

Публикации по теме диссертации.

1. Паровинчак К.М. Концептуальная модель строения доюрских отложений Чкаловского месторождения // Территория Нефти и Газа - Вып.

2/2013, С 42-49.

2. Паровинчак К.М., Ежова А.В. Особенности геологического строения, обоснование комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть» - Вып.1/2012, С. 14-17.

3. Паровинчак К.М. Экономическое обоснование стратегии комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области // VIII Всероссийская научно-техническая конференция, посвященная 80-летию Российского государственного университета нефти и газа И.М. Губкина (1-3 февраля 2010г.) - Вып. Часть 2, 2010, С. 220.

4. Голубков Д.Е., Паровинчак К.М., Антонов А.М., Шафигуллина З.Т. Повышение эффективности выработки верхнесилурийско-нижнедевонских карбонатных объектов Осоевского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть» - Вып.2/2013, С.

5. Паровинчак К.М., Паровинчак М.С., Фомин А.И. и др. Экономическое обоснование стратегии комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской Области // Нефтяное хозяйство - Вып. 2/2011, С. 24-27.

6. Афанасьев И.С., Паровинчак К.М., Конторович А.А. и др. Система оптимизации проектных решений для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Нефтяное хозяйство – Вып. 6/2011, С. 10-13.

7. Захарова А.А., Крохалев И.В., Паровинчак К.М., Синицин Е.А. Определение расчетных параметров для подсчета запасов на месторождениях нефти по результатам гидродинамических исследований скважин // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. Вып. 1/2012 – Т. 320. С. 142-146.

ГЛАВА 1. Общие сведения

В работе рассмотрены месторождения принадлежащие ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Томскгазпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Востокгазпром», ООО «Сибнефть-восток», ОАО НК«РуссНефть», ООО "Жиант", ООО "СТС-сервис", ООО "Альянснефтегаз".

По каждому лицензионному участку приведена текстовая информация, содержащая сведения об геолого-геофизической изученности территории, тектонике, стратиграфии и нефтегазоносности. Данные о результатах испытания палеозойских объектов, техническом состоянии скважин, результатах исследований проб пластового флюида и кернового материала, а также степень изученности геофизическими исследованиями сведены в таблицы.

Как уже было отмечено к первоочередным рекомендуемым для ввода в разработку отнесены 28 месторождений расположенные на территории Каргасокского и Парабельского районов, в геологическом плане почти все входят в состав Васюганской нефтегазоносной области (НГО) на юго-востоке Западно-Сибирской провинции (Рис.1) (Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Останинское, Мирное, Пинджинское, Казанское, Смоляное, Кулгинское, Солоновское, Болтное, Южно-Табаганское, Тамратское, Рыбальное, Селимхановское, Западно-Лугинецкое, Лугинецкое, Северо-Лугинецкое, Герсимовское, Западно-Останинское, Тамбаевское, Южно-Тамбаевское, Широтное, Нижне-Табаганское, Калиновое, Северо-Калиновое, Осиновское, Елейское).

Часть месторождений на текущий момент уже введена в разработку, но также участвует в работе по причине отсутствия решенных вопросов связанных с транспортировкой продукции.

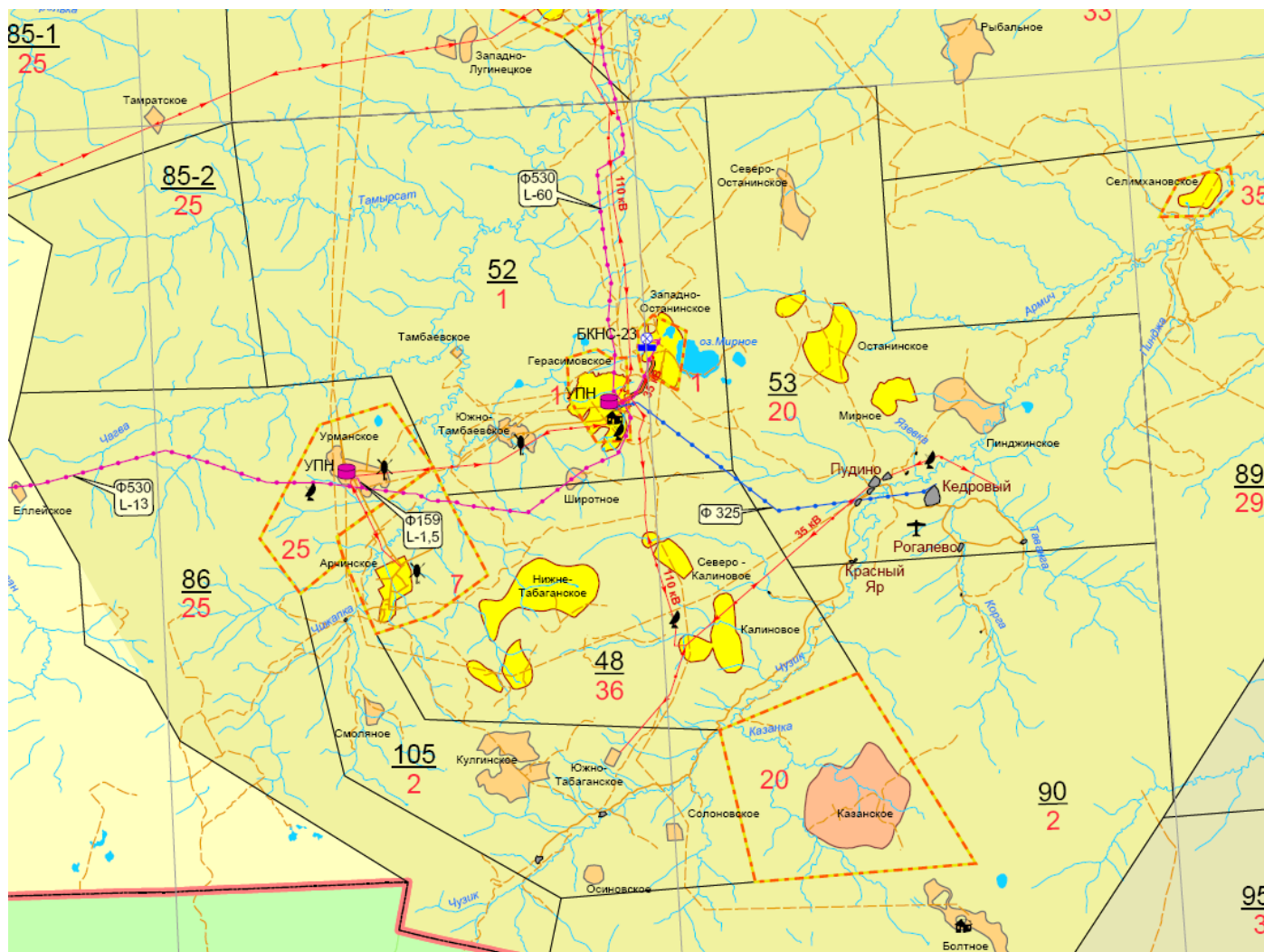


Рисунок 1. Обзорная карта группы неразрабатываемых месторождений.

ГЛАВА 2. Сырьевая база

Разведанные запасы нефти, природного газа, конденсата области сосредоточены в месторождениях расположенных в юго-западной части Томской области в пределах Средне-Васюганского, Пудинского и частично Парабельского мегавалов.

Практически все месторождения южной группы (лицензионные участки № 48, 52, 53, 105 и т.д.) имеют нефтяные оторочки. Общие извлекаемые запасы нефти по группе месторождений составляют 127 млн.т., (в том числе категория С2 - 54 млн.т.), запасы газа составляют 177 млрд.м³, (в том числе категория С2 - 31 млрд.м³), извлекаемые запасы конденсата составляют 22 млн.т., (в том числе категория С2 - 3 млн.т.) - Таблица 1. При этом необходимо отметить большие перспективы прироста запасов нефти оторочек газоконденсатных месторождений (Казанское, Останинское, Арчинское,

Калиновое и т.д.). При небольших объемах дополнительных ГРП они могут быть увеличены на 15-20%.

ОАО «НК «Роснефть» имеет лицензии на 3 месторождения (Калиновое, Северо-Калиновое, Нижне-Табаганское).

ОАО «Томскгазпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Востокгазпром», ООО «Сибнефть-восток» имеет лицензии на 9 месторождений (Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Останинское, Мирное, Пинджинское, Казанское, Рыбальное, Еллейское).

ОАО НК«РуссНефть» имеет лицензии на 6 месторождений (Смоляное, Кулгинское, Солоновское, Болтное, Южно-Табаганское, Осиновское).

ОАО «Томскнефть» ВНК (50% ОАО «Газпром нефть», 50% ОАО «НК «Роснефть»)) имеет лицензии на 7 месторождений (Лугинецкое, Северо-Лугинецкое, Герасимовское, Западно-Останинское, Тамбаевское, Южно-Тамбаевское, Широтное).

ООО "СТС-сервис" имеет лицензию на одно месторождение - Западно-Лугинецкое. ООО "Жиант" имеет лицензию на одно месторождение - Селимхановское. ООО "Альянснефтегаз" имеет лицензию на одно месторождение - Тамратское.

В настоящей работе рассмотрены извлекаемые запасы по категориям ВС1 + 50 % С2.

На рисунке 2 представлено распределение запасов по недропользователям.

Таблица 1. Запасы газа, конденсата и нефти.

№	Месторождения	Геологические						Извлекаемые			
		BC1			C2			BC1		C2	
		газ	конденсат	нефть	газ	конденсат	нефть	конденсат	нефть	конденсат	нефть
1	Урманское	1530	209	21900	1122	48	26154	153	4146	35	6130
2	Арчинское	14777	3067	23236	2763	311	51863	1922	5184	195	10967
3	Северо-Останинское			2550					1590		
4	Останинское	24820	4674	14438	4147	906	13175	3095	1619	599	4611
5	Мирное	3190	1986	9040				1390	3160		
6	Пинджинское			2989			971		747		243
7	Казанское	9172	1468	13804	6951	858	19153	755	5821	426	8218
8	Смоляное	56		3488	25		1539		1220		538
9	Кулгинское	153		1726	166	42	3944		267	28	1578
10	Солоновское	11		330	65		4498		134		1060
11	Болтное	333		6287	122		2184		2511		876
12	Южно-Табаганское	102		2146					675		
13	Тамратское	37		401	708		7692		160		3077
14	Рыбальное			1741			1646		348		329
15	Селимхановское	1230	143	7770	856	99	3652	100	2120	69	943
16	Западно-Лугинецкое	235	90	1651	1262	522	6371	60	471	345	1825
17	Лугинецкое, в т.ч. Сев.Лугин.	56086	10656	111745	784	89	5973	6465	28359	59	1965
18	Северо-Лугинецкое										
19	Герсимоновское	3850	609	15684	2192	356	3357	434	2180	253	619
20	Западно-Останинское	241	32	12966	13		509	21	3411		153
21	Тамбаевское	21		254					75		
22	Южно-Тамбаевское	56		1031	187		4610		412		1376
23	Широтное	59		1630	39		1078		408		269
24	Нижне-Табаганское	15505	3590	22776	2364		20343	2333	4593		4138
25	Калиновое	10328	2606	311	7057	1409	24998	1714	62	928	5000
26	Северо-Калиновое	4912	1689	12889				1053	2756		
27	Осиновское										
28	Еллейское			1340					470		
Всего		146704	30819	294123	30823	4640	203710	19495	72899	2937	53915

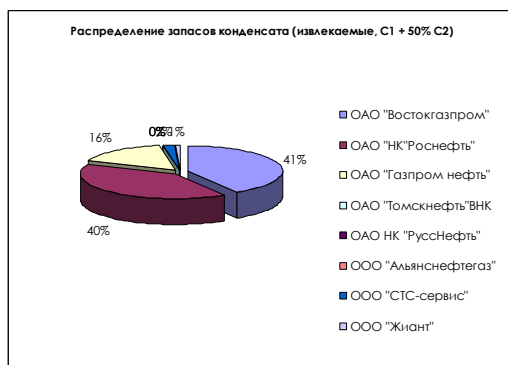
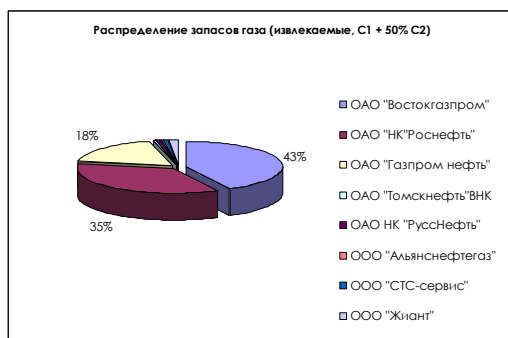
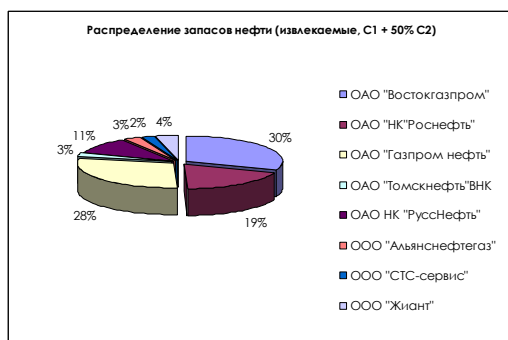


Рисунок 2. Распределение извлекаемых запасов по недропользователям.

ГЛАВА 3. Особенности геологического строения, обзор, анализ исследований пород коллекторов юго-востока Западно-Сибирской плиты

На территории деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК (основное предприятие осуществляющее добычу нефти в Томской области) на 01.01.12г. находится 328 скважин, вскрывших доюрские отложения, из них 299 параметрических, поисково-оценочных, разведочных и 29 эксплуатационных скважин. На балансе числятся 10 месторождений с залежами в доюрских отложениях. Отличительной особенностью открытых месторождений является, как правило, высокие дебиты и крайне сложное геологическое строение. Изученность доюрских отложений невысока – из 876 параметрических, поисково-оценочных и разведочных скважин, находящихся на лицензионных участках ОАО «Томскнефть» ВНК, палеозой вскрыт примерно в 1/3 скважин. В целом успешность геологоразведочных работ, направленных на доюрские отложения, составляет 12 % (рис. 3) [2]

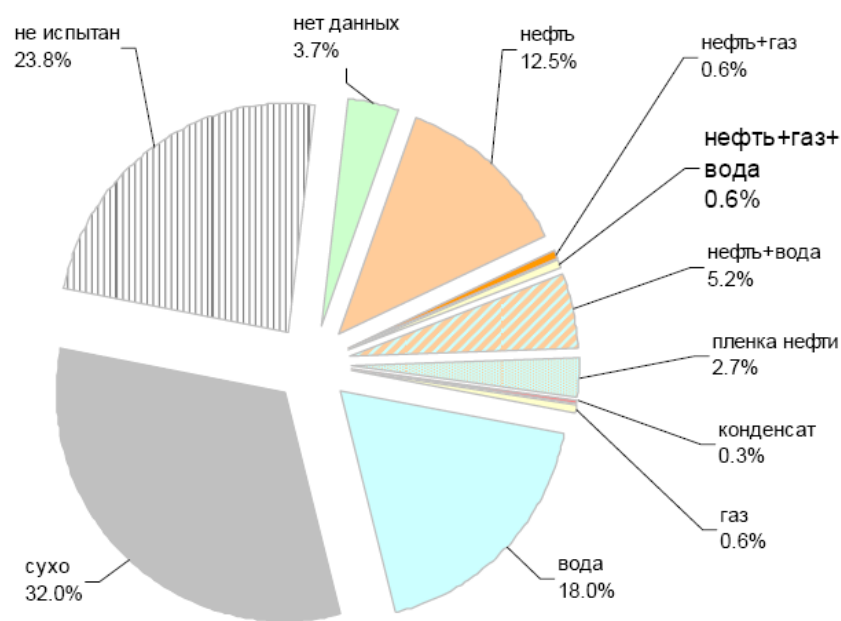


Рисунок 3. Результаты испытания скважин по доюрским отложениям

Согласно оценке ресурсной базы, выполненной в 1999 г. специалистами ИНГГ СО РАН под руководством Конторовича А.Э., на 9-ти лицензионных участках, имеющих в распоряжении ОАО «Томскнефть» ВНК для геологического изучения, извлекаемые ресурсы составляют порядка 18 млн. тонн. Из них открыто и поставлено на баланс порядка 11,5 млн. тонн. Однако получение притоков нефти на территории Томской области (Майское,

Фестивальное, Тамбаевское, Конторовичское месторождения) и в приграничных районах ХМАО, на площадях, считавшихся ранее бесперспективными в отношении нефтегазоносности палеозойских отложений, говорит о занижении оценки ресурсов.

На основании имеющегося фактического материала можно сделать ряд выводов:

- имеется крайне мало результатов физико-химических исследований флюидов;
- практически во всех скважинах, вскрывших доюрские отложения, имеется керновый материал;
- вынос керна по доюрским отложениям, как правило, низкий;
- вскрытие доюрских отложений нередко сопровождается авариями в процессе строительства скважин;
- большая часть притоков нефти и признаков нефтенасыщенности приходится на осадочные породы, меньше - на метаморизованные и еще меньше - на магматические породы.

На территории юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) выделяется пять нефтегазоносных комплексов: внутренние горизонты палеозоя; нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК); нижнесреднеюрский комплекс отложений; средневерхнеюрские песчаные пласты горизонта Ю₁ и нижнемеловые песчаники. Породы-коллекторы палеозойской толщи и терригенных юрских, меловых отложений существенно отличаются как по составу, так и по условиям формирования пустотного пространства.

Исследования вещественного состава пород НГГЗК начались в 70е годы прошлого столетия, когда по инициативе академика А.А. Трофимука проводилось планомерное и систематическое изучение нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири. Первая обобщенная характеристика палеозойских отложений, вскрытых поисково-разведочными скважинами на территории Томской области, дана в монографии "Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности" [3]

Возросший затем объем параметрического и глубокого бурения позволил получить много новой информации по литологическому строению палеозойской толщи. Под руководством координационного Совета по палеозою были проведены детальные геологические исследования по разрезам параметрических скважин Лугинецкой 170, Елей-Игайской 2, Тамбаевской 3, Водораздельной 2, Калиновой 16 и др. В палеозойской толще выделены и описаны литотипы пород, разрезы расчленены на пачки, проведена их корреляция, создана стратиграфическая схема, в основу которой был положен литостратиграфический анализ, выявлена фациальная зональность.

В статьях Н.П.Запивалова, А.В. Залазаевой, З.Я.Сердюк рассматриваются вопросы палеогеографии Западной Сибири. В позднем силуре, девоне, карбоне Западная Сибирь представляла собой регион обширного морского осадконакопления и карбонатообразования. На многих площадях Обь-Васюганского междуречья были вскрыты органогенно-обломочные известняки, реже метасоматические доломиты верхнесилурийского, девонского и карбонового возраста. Среди карбонатных пород турнейского и визейского возраста отмечаются глинисто-кремнистые и кремнистые органогенные породы, которые на ряде месторождений (Герасимовское и др.) являются коллекторами.

Сотрудниками ПГО «Новосибирскгеология» под руководством З.Я. Сердюк детально изучались факторы и результаты постседиментационных преобразований в палеозойских коллекторах.

В отчетах и опубликованных работах В.В. Коротуна, Т.И. Гуровой и других сотрудников СНИИГГиМС большое внимание уделено изучению пустотного пространства в карбонатных породах, в которых широко проявились процессы перекристаллизации, трещинообразования, растворения и доломитизации. Главная роль в балансе полезной ёмкости изученных пород принадлежит вторичным порам выщелачивания и перекристаллизации.

Изучение геологического строения верхней части палеозоя, в частности вещественного состава толщи, на протяжении ряда лет проводилось в

Томском отделении СНИИГГиМС Е.Е. Даненбергом, Г.И. Тищенко, А.М. Огарковым, В.А. Баженовым, И.В. Бабанской и др.. В научных отчетах и опубликованных работах выделены типы пород, слагающие разрезы; установлено распространение их по площади; дан анализ некоторых вторичных изменений и влияния их на коллекторские свойства; выявлены зоны распространения коллекторов разной проницаемости.

Сотрудниками лаборатории литологии палеозоя Томского отделения СНИИГГиМС (А.В.Ежовой, А.Е. Ковешниковым, Н.М. Недоливко, Н.И. Смирновой и др.) при изучении палеозойских коллекторов был выполнен значительный объем определительских работ, заключавшихся в комплексных петрографических исследованиях, изучении пустотного пространства и коллекторских свойств пород в шлифах и штуфах по скважинам месторождений Нюрольского (Северо-Останинское, Калиновое, Северо-Калиновое, Нижнетабаганское, Герасимовское), Усть-Тымского (Чкаловское) осадочных бассейнов и Новоникольской параметрической скважины 1. В результате исследований произведено детальное описание разрезов с расчленением их на литологические пачки, отличающиеся друг от друга вещественным составом, структурно-текстурными особенностями, иногда сообществом органогенных остатков.

Выделены различные типы пород-коллекторов: трещинные, трещинно-поровые и каверно-порово-трещинные. Установлено, что различие коллекторов контролируется литологическими, гидрогеохимическими и тектоническими факторами. Первые обусловили вещественный состав и характер постседиментационных процессов, вторые-минерализацию подземных вод, третьи - возможность проникновения минеральных растворов и дробление пород.

А.Е. Ковешниковым палеозойские отложения подразделены на 12 серий, объединенных в 4 осадочных комплекса, установлено развитие коллекторов разного ранга, выделено три типа седиментогенеза по условиям образования. Автором делается вывод о том, что размещение пород-коллекторов,

определяясь литологическим фактором, контролируется тектоническими нарушениями определенной ориентации.

В последние годы появилось значительное количество публикаций, посвященных уточнению геологического строения поверхности доюрских отложений Западной Сибири, связи нефтегазоносности с дизъюнктивной тектоникой, палеогеодинамическому анализу, выявлению особенностей формирования разновозрастных комплексов фундамента, зонам флюидомиграции, геохимическим особенностям палеозойских отложений, результатам палеомагнитных исследований, позволяющих определить элементы залегания пород (В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, Л.Г. Смирнова, М.П. Запивалов, О.О. Абросимова, Л.И. Камынина, В.С. Старосельцев, А.В. Мигурский, В.А. Конторович, В.Н. Устинова, Г.Д. Исаев, А.Э. Конторович, Н.Ф. Столбова, М.И. Шамина, М.С. Паровинчак, А.В. Ежова, В.П. Меркулов, Г.И. Тищенко и др.).

Проведенные исследования палеозойской толщи выявили ряд особенностей ее строения, усложняющих разработку залежей:

- коллекторы трещино-порово-кавернозного типа имеют весьма неоднородное распространение пустотного пространства;
- блоковое строение и выход на поверхность доюрского рельефа разных по составу и возрасту пород;
- крутые углы наклона слоев.

История исследований юрских отложений на изучаемой территории условно подразделяется на три этапа:

В первый этап (60-70 годы прошлого века) изучался в основном керн из верхнеюрских отложений совместно с нижнемеловыми в связи с необходимостью разработки рекомендаций по проведению поисково-разведочных работ на нефть и газ и получения информации для подсчета запасов УВ. Состав, стратиграфическое положение, условия формирования, коллекторские свойства пород васюганской свиты освещены в работах Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, Е.Е. Даненберга, М.С. Зонн, В.П. Казаринова, М.В.

Коржа, Г.Н. Перозио, М.М. Потловой, С.Г. Саркисяна, З.Я. Сердюк, С.И. Филиной, Л.С. Черновой, С.М. Яшиной и др.

Во второй этап (конец 70-80 годы прошлого века) на исследуемой территории выполнялись большие объемы геолого-геофизических работ, керн отбирался по всему юрскому разрезу. Аналитические работы выполнялись в лабораториях Тюменского, Новосибирского, Томского, Новокузнецкого геологических управлений, СНИИГГиМС и его Томского отделения, ИГиГСО АН СССР, ВНИГРИ, ИГиРГИ и др. организаций.

Наибольшее внимание по-прежнему уделялось изучению главного нефтегазоносного объекта – горизонту Ю₁ келловей-оксфордского возраста. В научно-исследовательских отчетах, диссертациях, публикациях В.Б. Белозерова, Н.А. Брылиной, С.П. Булынниковой, Г.М. Волощука, Е.Е. Даненберга, Н.П. Ковалевой, В.К. Комиссаренко, Л.Г. Марковой, Г.П. Мясниковой, А.М. Огаркова, В.В. Сапьяника, Г.М. Татьянина, Л.С. Черновой, Г.С. Ясовича и многих других детализирована его стратиграфия, доказана полифациальность, выделена подугольная, межугольная и надугольная толщи, охарактеризованы типы разрезов, установлены на отдельных месторождениях закономерности изменения коллекторских свойств песчаных пластов.

Третий этап (90 годы прошлого века и до настоящего времени) характеризуется целенаправленным изучением нефтегазоперспективных объектов нижней и средней юры, а также детализацией исследований келловей-оксфордских отложений в пределах лицензионных участков в связи с разработкой залежей УВ. Особенности строения пород васюганской свиты на территории юго-востока Западной Сибири отражены в работах В.Б. Белозерова, Н.А. Брылиной, О.В. Бурлевой, Л.Г. Вакуленко, А.А. Горкальцева, Е.Е. Даненберга, А.В. Ежовой, О.В. Елишевой, О.В. Золотовой, Г.Ф. Ильиной, Н.М. Недоливко, В.В. Пустыльниковой, В.Н. Ростовцева, С.В. Рыжковой, Т.Г. Тен, Б.Н. Шурыгина и др.

В результате изучения юрских коллекторов установлены основные закономерности их распространения в региональном плане, получены

сведения о вещественном составе, выяснены факторы, способствующие формированию пустотного пространства. Однако, несмотря на значительное количество публикаций, не выяснены многие вопросы расчленения разрезов, корреляции и индексации, а также пространственного распространения коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами в локальном плане для обоснования системы разработки и эксплуатации залежей углеводородов. Для решения данных вопросов ежегодно проводится значительный объем исследований (сеймика, исследование керна, ГДИС и т.д.), бурение новых скважин.

Таким образом, все месторождения рассматриваемого региона объединяют палеозойские, юрские горизонты. Практически все месторождения южной группы имеют нефтяные оторочки.

Выводы, рекомендации:

1. Рекомендуются все поисково-оценочные скважины на рассматриваемой территории бурить со вскрытием доюрских отложений, с обязательным отбором керна, расширенным комплексом ГИС и как минимум с испытанием в открытом стволе при технически доступных глубинах.

2. Перспективным участком является Пудинский НГР, на территории которого открыт ряд залежей в доюрских отложениях – Калиновое, Северо-Калиновое, Тамбаевское, Герасимовское, Южно-Тамбаевское. Этот район характеризуется наилучшей изученностью глубоким бурением, практически все скважины, пробуренные на Тамбаевском и Северо-Пудинском лицензионных участках, вскрывают доюрские отложения.

3. С учетом низкого выноса керна из проницаемых доюрских отложений необходимо выполнить научно-исследовательские работы по технологии вскрытия и отбора керна, обеспечивающую вынос керна не менее 80 %.

5. По карбонатным доюрским отложениям необходимо выработать и внести изменения в обязательный комплекс ГИС, использовать метод двух растворов, для получения достоверной информации о коллекторских свойствах и их насыщении.

6. С учетом определения возраста доюрских отложений на Чкаловском месторождении как вендских необходимо силами академических институтов внести определенные изменения в представления и историю развития отложений фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, что существенно должно повысить перспективы нефтегазоносности этих отложений и на этой основе выполнить оценку ресурсов углеводородов.

Далее представлена информация по основным месторождениям Томской области, на которых вскрыты доюрские отложения.

Результаты испытаний представлены в Табличном приложении 1. Типы пород доюрского разреза представлены в Табличном приложении 2. Карта изученности представлена на Графическом приложении 1.

СОВЕТСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК.

Геолого-геофизическая изученность района работ

Нефтепоисковые работы в районе Советского месторождения начаты одновременно с изучением регионального геологического строения всего Среднего Приобья в 1947 – 1954 гг. проведением геологической съемки масштаба 1:1 000 000.

К 1957 году проведена аэромагнитная съемка масштаба 1:200 000, а также магнитная и гравиметрическая съемки масштаба 1: 1 000 000. В результате выявлены структуры I порядка, в том числе Нижневартовский свод.

В 1957-1958 гг. проведены площадные сейсмические исследования методом отраженных волн (МОВ), что позволило выявить ряд локальных поднятий III порядка (Сосниское, Медведевское и др.) с которыми связано Советское месторождение.

В 1958-1959 гг. исследованиями МОВ изучено строение северо-западной части Александровского мегавала и юго-восточного склона Нижневартовского свода.

В период 1958-1960 гг. работами Медведевской сейсмопартии оконтурено Медведевское поднятие, подготовлено к глубокому бурению Соснинское и Советское локальные поднятия.

В 1962-1963 гг. была детализирована Соснинско-Советско-Медведевская группа структур.

В 1975-1976 гг. с/п 9 треста «Тюменьнефтегеофизика» проведена детализация методом глубинной точки восточной части месторождения, что позволило уточнить северный и восточный склоны Медведевского поднятия.

В 2001-2002 гг. на территории месторождения проводились детальные сейсморазведочные работы 2Д-МОГТ. За полевой сезон сейсмопартией 4-21/01-02 отработано 404,7 пог.км профилей. Площадь картируемого планшета составила 823,3 пог.км со средней плотностью на планшете 0,45 пог. км/км².

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в отчете «Геолого-сейсмическое моделирование залежей нефти и газа для подготовки поисковых объектов неантиклинального типа (северо-восточная часть Советского месторождения)», ОАО ТомскНИПИнефть, 2001 г.

Стратиграфия

В геологическом строении месторождения принимают участие доюрские образования складчатого фундамента и терригенные отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Доюрские образования

Вскрытая толщина доюрских образований на Советском месторождении по данным 15 скважин колеблется от 20 до 80 метров. Более полный разрез доюрских образований вскрыт на максимальную толщину 577 м параметрической скважиной 1 П. Литологический состав пород фундамента разнообразен. По керновым данным отложения представлены туфогравеллитами, органогенными известняками, доломитизированными известняками, плотными аргиллитами на Медведевской структуре; плотными аргиллитами, черными глинисто-кремнистыми сланцами, сильно

трещиноватыми на Соснинском и Советском поднятиях. Возраст отложений определен неоднозначно: силур-турнейский (СоАН СССР), Д₂₋₃ (ТГУ).

Мезозойская эра Юрская система

Тюменская свита

Породы фундамента несогласно перекрываются континентальными отложениями тюменской свиты. Литологически свита представлена частым переслаиванием серых, темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Характерна повышенная углистость и пиритизация. Песчаные пласты имеют линзовидное, прерывистое строение, толщина песчаных прослоев небольшая, но иногда достигает десяти и более метров. В прикровельной части свиты выделяется песчаный пласт ЮВ₂, который имеет линзовидное строение и является продуктивным пластом только на Медведевском поднятии. Вскрытая толщина тюменской свиты составляет - 50-190 м.

Васюганская свита

На континентальных отложениях тюменской свиты залегают морские и прибрежно-морские отложения васюганской свиты. Она разделяется на две подсвиты: нижнюю -глинистую и верхнюю - песчано-алевролитовую.

Нижневасюганская подсвита представлена аргиллитами серыми, плотными, крепкими, с включениями углистого детрита, с незначительными прослоями алевролитов; довольно уверенно прослеживается по площади и является крышкой для продуктивного пласта ЮВ₂. Вскрытая толщина нижневасюганской подсвиты 10-20 м.

Породы верхневасюганской подсвиты представлены слоистыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники полимиктовые, серые, темно-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые, крепко-среднеспцементиро-ванные. Наблюдаются включения детрита, обугленных растительных остатков.

В верхневасюганской подсвите выделяются подугольная (пласты Ю₁³ и Ю₁⁴) и надугольная (Ю₁¹ и Ю₁²) ритмотолщи. К песчаным пластам последней приурочена промышленная залежь нефти на Медведевском

поднятии. Толщина верхневасюганской подсвиты 30 – 40 м. Толщина отложений васюганской свиты достигает 70 м.

Георгиевская свита

Отложения васюганской свиты перекрываются глинистыми осадками георгиевской свиты. Породы свиты вскрыты не повсеместно, отсутствуют в сводовых частях структур. Литологически они представлены черными, темно-серыми с зеленоватым оттенком аргиллитами с плитчатослоистой текстурой, с примесью песчаноалевролитового материала, неравномерно обогащенного глауконитом и пиритом.

Толщина отложений изменяется от 8 м на погруженных участках до полного выклинивания на своде поднятий.

Баженовская свита

Морские отложения баженовской свиты представлены черными с характерно буроватым оттенком аргиллитами, битуминозными, массивными, тонкоплитчатыми, в подошве, как правило, с большим количеством остатков карбонатизированной органики. Свита является региональной покрывкой для продуктивного горизонта Ю₁ васюганской свиты. Отложения свиты являются хорошим репером, характеризуются аномально высокими значениями кажущихся сопротивлений на электрокаротажных диаграммах и высокой гамма-активностью. Толщина отложений составляет 10-23 м.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены нижним и верхним отделами. В нижнем отделе выделяются мегионская, вартовская, алымская, покурская (апт-альб); в верхнем – покурская (сеноман), кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Кайнозойская эра Палеогеновая система Палеогеновая система представлена талицкой свитой - (палеоцен); люлинворской, чеганской свитами - (эоцен); атлымской, новомихайловской свитами - (олигоцен). Толщина кайнозойских отложений – 500-700 м.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы с размывом залегают на нижележащих породах и представлены в нижней части разреза переслаиванием песков серых, зеленовато-серых, мелкозернистых, с глинами зеленовато-серыми, линзами светло-серого алеврита. Верхняя часть разреза представлена песками, глинами, супесями, суглинками серыми, светло-серыми с включениями растительных остатков. Это, как правило, пойменные отложения, наносы террас, торфяно-болотные образования. Толщина четвертичного комплекса 25 -40м.

Тектоника

В тектоническом отношении Советское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП), входящей в состав Урало-Сибирской платформы.

В строении фундамента выделяется два структурно-тектонических этажа. Нижний складчато-блоковый, представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузивными образованиями различного состава и возраста. Верхний этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание и типично платформенными образованиями чехла. Для отложений промежуточного комплекса характерна меньшая дислоцированность, слабый метаморфизм и проявление эффузивного магматизма. Структура складчатого фундамента образует линейные полосы поднятий и прогибов северо-западного простирания, расчлененных грабен-рифтами северо-восточного направления на крупные блоки.

Согласно “Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты” (ред. В.С.Сурков), Советское месторождение расположено в пределах восточной части Нижневартовского антиклинория. По отложениям чехла антиклинорию соответствует Нижневартовский свод - положительная структура первого порядка. На “Тектонической карте мезозойско-

кайнозойского платформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы” (ред. И.И. Нестеров) месторождение находится на юго-восточном склоне Нижневартовского свода в пределах Соснинско-Советского вала.

Советское нефтяное месторождение связано с группой локальных поднятий III порядка (Медведевское, Советское, Соснинское, Юго-Западное, Северо-Запад-ное и другие), осложняющих центральную часть Соснинского вала. Перечисленные поднятия, также как и Соснинский вал, имеют субмеридиональное простирание.

По горизонту Φ_2 (кровля доюрских образований) в пределах Советского месторождения интерес имеет только Медведевская структура, представляющая собой брахиантиклинальную складку субмеридионального простирания, ограниченную с запада и востока разрывными нарушениями. Тектоническое нарушение в восточной части Медведевской структуры является обрамляющим для Соснинского вала и носит региональный характер. Медведевская структура по изогипсе -2750 м имеет размеры 8 x 3 км.

По горизонту Па (подошва баженовской свиты) в западной части площади условно по изогипсе -2420м выделяется западная Нижневартовская брахиантиклиналь. С восточного борта она сочленяется с восточным поднятием, условно оконтуренным изогипсой -2410 м и вытянутым в северо-западном направлении. Эти две структуры на карте объединяются по изогипсе -2430м, к ним приурочено Нижневартовское нефтяное месторождение.

Восточнее Нижневартовских поднятий расположено Северо-Западное поднятие, которое оконтуривается изолинией -2410 м. К югу от него расположены Соснинское и Юго – Западное локальные поднятия, которые условно объединяются изогипсой -2430 м. К востоку от Соснинского поднятия находится Советская группа поднятий. Между Соснинским и Северо-Западным поднятиями намечается ряд мелких положительных структур, объединяемых в Северо-Соснинскую группу поднятий.

Несколько обособлено на площади работ выглядит Медведевская группа поднятий, расположенная к юго-востоку от группы Советских поднятий. Она условно оконтурена изогипсой -2450м и отделяется от Советского поднятия, седловиной субмеридиональной ориентировки шириной около 2 км. В пределах Медведевской площади выделяется ряд мелких поднятий и Южно-Медведевская структура.

В северо-восточной и северной частях месторождения выделяются группы Савкинских и Саимских поднятий и Усть-Вахский структурный мыс. Наиболее крупным из этих элементов является Усть-Вахский структурный мыс, который с северо-запада примыкает к узкому прогибу северо-восточной ориентировки, отделяющему его от Нижне-Самотлорской группы поднятий. Савкинская и Саимская группы поднятий представляют собой осложнения структурных носов северо-восточного склона Соснинского вала. Непосредственно к району работ примыкают Тарховское поднятие на севере, южные перегибы Самотлорского поднятия - на северо-западе и Стрежевская структура на востоке.

Сложная морфология структурного плана отражающих поверхностей Φ_2 , Па, Д (кровля мегнионской свиты), M_1 унаследована от рельефа кровли доюрских образований. Структурная поверхность Д выполаживается, перепады относительных превышений уменьшаются. Структурный план по отражающему горизонту M_1 подвергается ещё большей нивелировке. Морфологическое строение северо-восточного склона Соснинского вала упрощается и приобретает вид моноклинали.

Нефтегазоносность

Советское нефтяное месторождение является многопластовым. Этаж нефтеносности составляет около 1100 м. В разрезе отложений, слагающих месторождение выделено 18 продуктивных пластов, приуроченных к отложениям (снизу-вверх): коры выветривания (горизонт М), юрского (пласты ЮВ₁, ЮВ₂) и мелового (пласты БВ₈, БВ₆, БВ₅, БВ₄, БВ₃, БВ₂, БВ₀₋₁, АВ₈¹, АВ₈⁰, АВ₇, АВ₆, АВ₄, АВ₃, АВ₂ и АВ₁) возрастов.

Месторождение связано с группой локальных поднятия 3-го порядка: Медведевское, Советское, Соснинское, Юго-Западное, Северо-Западное и др. Залежь горизонта AB_1 охватывает все перечисленные поднятия, залежь пласта AB_2 распространена на трех поднятиях (Соснинское, Советское, Северо-Западное), залежи пластов AB_3 и AB_4 - на двух поднятиях (Советское, Соснинское). В пластах AB_6 , AB_7 , AB_8^0 , AB_8^1 , BB_2 , BB_3 залежи выявлены на Советском поднятии, в пластах BB_4 , BB_5 , BB_6 - только на Северо-Западном поднятии. Залежь в пласте BB_8 охватывает два поднятия (Советское и Соснинское), а залежи в пластах $ЮВ_1$, $ЮВ_2$, $М$ выявлены только на Медведевском поднятии.

Продуктивный горизонт AB_1 является основным эксплуатационным объектом и имеет сложное геологическое строение. Горизонт содержит две залежи нефти: основную (пластово-сводового типа) и небольшую водоплавающую залежь (р-он скв. 52 Р) на юге структуры. Размеры основной залежи составляют 31 x 24 км, высота порядка 54 м. Залежь в районе скв. 52Р имеет размеры 1,9 x 2,0 км, высота около 20 м. На долю чистонефтяной зоны приходится порядка 40% площади залежи. Общая толщина горизонта AB_1 в среднем составляет 30,8 м, при диапазоне изменения от 21 м до 41 м. Эффективная толщина варьирует в широком диапазоне от 4,3 м (скв. 1869) до 32 м (скв. 619Р) и в среднем равна – 15,2 м.

Пластом AB_2 начинается песчаный разрез вартовской свиты. Пласт является продуктивным на большей части территории Советского месторождения, за исключением Северного, Северо-Восточного и Юго-Западного поднятий. Общая толщина пласта изменяется от 10,5 м до 33,1 м. Эффективная толщина варьирует от 0,8 м до 20,9 м. Пласт содержит 13 залежей нефти пластово-сводового типа размерами от 0,3x0,4 км до 12x13 км. В результате детализации геологического строения пласта AB_2 были выделены пачки: «д» и «е», разделенные глинистым разделом $ГA_2$.

Горизонт AB_3 приурочен к отложениям верхневартовской свиты. Как по площади, так и по разрезу неоднороден и представлен тремя пропластками, два из которых гидродинамически связаны и объединены в пачку AB_3^1 , в

подошве которой, через хорошо выдержанный глинистый раздел в среднем 5,6 м залегает третий пропласток - именуемый пачкой АВ₃². Пачка АВ₃¹ содержит четыре залежи нефти, две из которых на Соснинском поднятии, одна – на Советском и одна в зоне сочленения данных поднятий.

Пласт АВ₄ приурочен к отложениям верхневартовской подсвиты. В пласте выявлено пять залежей нефти: Основная, Северная, Южная, залежи в р-не скважин №№ 243, 1907 и скважины № 174. Все залежи пластовые водоплавающие. Основная залежь нефти расположена в пределах Соснинского поднятия, зоне сочленения Соснинского и Советского поднятий, а также в южной части Советского поднятия. Эффективная толщина в пределах залежи изменяется от 2,3 м до 22,2 м, нефтенасыщенная толщина от 1 м до 13,2 м.

Пласт АВ₆ стратиграфически приурочен к отложениям верхневартовской свиты. В пласте выявлено четыре залежи нефти, расположенных на Советском поднятии и северо-восточном крыле Соснинского поднятия. Общая толщина пласта изменяется от 14 м до 33,6 м.

Пласт АВ₇ стратиграфически приурочен к отложениям верхневартовской свиты. Залежи нефти установлены в пределах Советского и Соснинского поднятий. В пласте выявлены 4 водоплавающие залежи нефти, 3 из них небольших размеров. Пласт характеризуется сложным геологическим строением, что послужило основанием для выделения в разрезе продуктивной толщи более дробных элементов геологической неоднородности – пачек АВ₇⁰ и АВ₇¹.

Пласт АВ₈⁰ приурочен к отложениям верхневартовской свиты. Продуктивен на Советском поднятии, содержит четыре залежи нефти. Залежь нефти пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 0,7 х 0,8 км, высота – 6 м. Эффективная толщина - 7,6 м, нефтенасыщенная – 4,9 м. Залежь нефти – водоплавающая. Размеры составляют 0,3 х 0,6 км, высота залежи – 6 м.

Пласт АВ₈¹ приурочен к отложениям верхневартовской свиты. Залежь нефти пласта АВ₈¹ приурочена только к югу Советского поднятия.

Эффективная толщина пласта в пределах залежи изменяется от 0 до 8,3 м, нефтенасыщенная от 0 до 4,7 м. Залежь имеет субмеридиональное простирание, размеры в плане составляют 4,2 х 1,8 км, высота залежи – 13 м. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная.

Пласт БВ₀ продуктивен на Советском, Соснинском и Юго-Западном поднятиях. Залежь нефти на Юго-Западном поднятии по типу пластовая сводовая литологически экранированная. Размеры залежи 2,3 х 1,2 км, высота – 9 м. Залежь нефти, расположенная на Соснинском и в южной части Советского поднятий вскрыта имеет размеры 4,7 х 2 км, высоту – 17 м. Эффективные толщины в пределах залежи изменяются от 0 до 10 м, нефтенасыщенные от 0 до 7,4 м.

Пласт БВ₁ содержит четыре залежи нефти, расположенные на Юго-Западном, Соснинском и Советском поднятиях. Залежи водоплавающие. Размеры от 2,0х0,6 до 4,5х2,0км, высота от 12 до 17 м. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,7 до 10,4 м.

Пласт БВ₂ приурочен к отложениям вартовской свиты. Общая толщина пласта варьирует от 9,5 м до 25,7 м. Значительная литологическая неоднородность явилась основанием для выделения в толще пласта БВ₂ двух пропластков (пачек) БВ₂¹ и БВ₂².

Пачка БВ₂¹ продуктивна только на южном куполе Советского поднятия и содержит три залежи нефти. Эффективная толщина пласта изменяется от 1 м до 8,2 м, нефтенасыщенная от 1,0 м до 4,9 м.

Пачка БВ₂² продуктивна на Соснинском и Советском поднятиях и содержит четыре залежи нефти. Эффективная толщина пачки изменяется от 0,6 м до 14,6 м, нефтенасыщенная от 1 до 7 м.

Пласт БВ₃ приурочен к отложениям вартовской свиты. Эффективная толщина пласта изменяется от 5,9 м до 21,7 м, при среднем значении – 11,8 м. Нефтенасыщенная толщина варьирует от 0,7 до 10,4 м. Промышленная нефтеносность связана с Юго-Западным, Соснинским и Советским поднятиями. В пласте выделено пять пачек: «а», «б», «с», «д», «е»).

Пласт БВ₄ приурочен к отложениям нижневартовской свиты. Промышленная нефтеносность установлена лишь в пределах Северо-Западного поднятия. По типу залежь пластовая сводовая. Размеры 2,7х7,0 км, высота около 32 м. В пласте выделены пачки: «а», «б», «с», «д», «е».

Пласт БВ₅ приурочен к отложениям нижневартовской подсвиты. Продуктивность установлена в пределах Северо-Западного поднятия. В разрезе пласта выделены два пропластка (пачки) (БВ₅¹ и БВ₅²), отделенных друг от друга выдержанной глинистой перемычкой. Залежи данных пропластков являются единым объектом разработки.

Пласт БВ₆ приурочен к отложениям нижневартовской свиты. Нефтеносность установлена на Северо-Западном и Усть-Вахском поднятиях. Продуктивной является только верхняя часть пласта. Пласт содержит 3 залежи нефти, самая большая по размерам залежь находится в районе скважины № 35Р. По типу залежь пласта БВ₆ пластовая сводовая, водоплавающая. Размеры залежи 1,7х3,0 км, высота залежи – 23 м.

Пласт БВ₈ приурочен к отложениям мегионской свиты, является вторым, по величине запасов, после АВ₁, пластом на Советском месторождении. Промышленная нефтеносность установлена на Соснинском, Советском, Юго-Западном и Северном поднятиях. Пласт содержит три залежи нефти: Основную (единая на Соснинском, Советском поднятиях), Юго-Западную (Юго-Западное поднятие) и Северную (Усть-Вахское поднятие).

Основная залежь – пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 14 х 8-12 км, высота – 52 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в пределах Основной залежи нефти изменяется от 1,4 м до 16 м. Юго-Западная залежь имеет небольшие размеры (3,5 х 3,4 км, высота – 18 м). По типу залежь – пластовая сводовая. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 3,9 м до 12,9 м. Северная залежь расположена на Усть-Вахском поднятии. По типу залежь пластовая сводовая, водоплавающая. Размеры залежи составляют 2,6х2,3 км, высота около 4 м.

Пласт ЮВ₁¹ залегает в кровле васюганской свиты, промышленно нефтеносным является на Медведевском поднятии. Эффективная

нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,6 м до 5,3 м, средневзвешенная по площади составляет 3,5 м. Залежь нефти пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры – 3 х 4 км, высота – 52 м.

Пласт ЮВ₂ приурочен к кровле тюменской свиты, продуктивность установлена только на Медведевском поднятии. Пласт имеет линзовидное строение. Пласт содержит две залежи нефти, разделенные зоной глинизации: центральную, приуроченную к сводовой части Медведевского поднятия и южную, расположенную на южной периклинали структуры. Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта изменяются от 1,4 м до 11,1 м. Залежи нефти пластовые сводовые, литологически экранированные. Размеры центральной залежи составляют 1,8 х 1,3 км, высота – 30 м, южной – 1,4 х 0,9 км, высота – 8 м.

Пласт М, связанный с зоной дезинтеграции известняков палеозойского фундамента на Советском месторождении малоизучен. Залежь нефти выявлена только на Медведевском поднятии. Пласт литологически не выдержан. Эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 5,1 м (скв. № 3507) до 15,8 м (скв. № 6Р). Залежь нефти с запада, юго-запада и северо-запада ограничена литологическим экраном. Размеры залежи 3,0 х 0,87 км, высота 20 м., ширина водонефтяной зоны – 0,3 км.

ЧКАЛОВСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

Геологоразведочные работы на Чкаловской площади осуществлялись в три этапа: поиск, разведка и доразведка месторождения.

Поисковый и разведочный этапы (1947-1983 г.г.) включали в себя стадии региональных геолого-геофизических исследований (1947-1957 г.г.), поисковые и детальные - геолого-геофизические работы (1957-1975 г.г.), поиски и разведку залежей на Чкаловской площади (1977-1983 г.г.) с выполнением проекта пробной эксплуатации и доразведки месторождения с 1986 года по настоящее время.

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в отчете по результатам полевых работ МОГТ-2Д и -3Д, выполненных с.п. №1/91-94 ПО «Томскнефтегеофизика», г. Стрежевой.

Стратиграфия

В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, перекрытые несогласно залегающими породами осадочного чехла.

Палеозойская эра - PZ

На Чкаловском месторождении палеозойские отложения представлены двумя типами разрезов: карбонатным и эффузивно-карбонатным. В западной продуктивной части структуры отложения сложены преимущественно карбонатными породами с пропластками эффузивов. Карбонатные разности представлены известняками серыми, темно-серыми, брекчированными, кавернозными. К таким отложениям приурочена газоконденсатнонефтяная залежь в районе скважин №№ 1 Р, 23, 108 и др. Газоконденсатная залежь в районе скважины № 2Р приурочена к серым известковым доломитам и доломитизированным темно-серым известнякам. Кроме того, в пределах месторождения встречены черные, брекчированные, милонитизированные известняки. Карбонатные образования перемежаются с глинисто-кремнистыми сидеритизированными сланцами, черными туфолавами, андезитовыми порфиритами. Вскрытая мощность палеозойских отложений составляет 21 - 155 метров.

Мезозойская эра - MZ

Представлена двумя системами: юрской и меловой. В триасовое время район работ входил в пределы территории, где происходил размыв накопившихся отложений.

Юрская система-J

Юрская система представлена всеми тремя отделами, включающими тюменскую, васюганскую и баженовскую свиты.

Континентальные отложения тюменской свиты несогласно залегают на образованиях фундамента и развиты повсеместно. В фациальном отношении

отложения свиты сложены преимущественно аллювиально-болотными и озерными осадками: чередующимися пластами песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углей. Песчаники серого цвета, мелкозернистые, средней крепости и плотности, слюдистые, с редкими тонкими прослоями углистого материала черного и буровато-коричневого цвета. Алевролиты черного цвета, средней плотности и крепости, слюдистые, с редкими тонкими прослоями темно-серых аргиллитов и серых тонкозернистых песчаников. Слоистость пород косоволнистая, линзовидная, нечеткая. Мощность свиты 276 -396 м.

Васюганская свита залегает согласно на отложениях тюменской свиты и представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей. Песчаники средне- мелкозернистые, светло-серые и серые, полимиктовые с включением углистого детрита; к ним приурочен продуктивный горизонт Ю₁. Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие, с прослоями алевролитового материала, с редкими включениями пирита. Редко отмечаются прослои легкого черного угля. Алевролиты серые, темно-серые с косой, волнистой, линзовидной слоистостью, обусловленной намывами слюд и растительного детрита. Мощность свиты 49 - 74 м.

Глубоководные морские отложения баженовской свиты венчают юрскую толщу. Представлены плотными битуминозными аргиллитами буровато-темносерыми до темно-коричневых, плитчатыми, крепкими. Мощность свиты 12 - 16 м.

Меловая система (К)

Меловая система является наиболее значимой по толщине осадочных пород в составе платформенных отложений, мощность её составляет 1700-2600 м и представлена всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отдела. В составе нижнего отдела снизу вверх выделяются куломзинская, тарская, вартовская, алымская и большая часть покурской свиты. В составе верхнего отдела выделяются верхняя часть покурской, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Кайнозойская эра KZ

Палеогеновая система - P

Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу вверх): талицкая (палеоцен), люлинворская (эоцен) и чеганская (в.эоцен+н.олигоцен), а континентальная толща выделяется в некрасовскую серию (ср.+верх.олигоцен).

Общая толщина палеогеновых отложений составляет 580-650 м.

Четвертичные отложения – Q

Четвертичные отложения представлены континентальными отложениями -серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевролитами и песками. Толщина отложений - 20-40 м.

Тектоника

Район работ располагается в пределах южной части Центрально–ЗападноСибирской складчатой системы герцинского возраста. Система занимает всю центральную часть Западно-Сибирской плиты, пересекая её с юга на север. Доплатформенный комплекс сильно дислоцирован и осложнён платформенными мезозойско-кайнозойскими структурами первого, второго, иногда третьего порядка. Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты участок работ находится в пределах крупной положительной структуры доюрского фундамента – Назино-Сенькинского антиклинория. Ядро этого антиклинория сложено интенсивно дислоцированными, метаморфизованными предположительно салаирскими и каледонскими складчатыми комплексами. С северо-запада Назино-Сенькинский атиклинорий ограничен Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом. На юго-востоке его сечёт Усть-Тымский грабен-рифт. В результате развития этих грабен-рифтов антиклинорий в мезозое испытывал воздымание и денудацию. Вся площадь работ покрыта сетью разломов, оперяющих

грабен-рифты и протягивающихся с юго-запада на северо-восток. В строении грабен-рифтов принимают участие два структурно-формационных комплекса: собственно рифтовый, представленный интрузивными базитовыми образованиями, и грабеновый, сложенный преимущественно вулканогенно-осадочными породами.

Согласно структурной карте по отражающему горизонту II^a Чкаловское месторождение приурочено к одноимённому поднятию, осложняющему северную часть Межозёрного вала – структуры II порядка. Межозёрный вал, в свою очередь, расположен в зоне сочленения трёх крупных тектонических элементов I порядка: Александровского свода, Средневасюганского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины.

Чкаловская структура выявлена сейсморазведочными работами МОВ и детализирована МОГТ. В 1975 г. структура сдана под глубокое бурение по отражающему горизонту II_a (подошва баженовской свиты), в 1978 г - по отражающему горизонту Φ_2 (кровля доюрских образований).

По кровле доюрских образований Чкаловская структура, оконтуренная изогипсой -2920 м., представляет собой брахиантиклинальное поднятие «звёздообразной» формы. Размеры структуры 19 x 13,5 км, амплитуда 150 м. От центральной вершины радиально расходятся структурные носы в северо-западном, северном, северо-восточном, восточном и южном направлениях. Поднятие разбито тектоническими нарушениями преимущественно северо-западной, северо-восточной и субширотной ориентировки. Амплитуда нарушений не превышает 20м. Наиболее протяженные дизъюнктивы северо-западной ориентировки. Западный блок гипсометрически наиболее приподнят и включает в себя самую высокую центральную вершину и две малоразмерные, малоамплитудные вершины, осложняющие северозападный и южный структурные носы. Центральный и восточный блоки приурочены к северо-восточному крылу Чкаловского поднятия. Погружение в северо-восточном направлении происходит не монотонно. Поверхность осложнена мелкими перегибами как положительными, так и отрицательными.

Морфология структурного плана кровли пласта Ю₁¹ во многом является унаследованной от поверхности доюрских образований. Чкаловская структура по кровле пласта Ю₁¹ более сглажена по сравнению с рельефом доюрского основания. По изогипсе – 2510 м её размеры 20х16 км, амплитуда 60 м. Сводовая часть имеет две вершины, разделённые неглубокой (около 10 м.) седловиной. Крылья структуры изрезаны заливообразными прогибами и структурными носами. Ряд мелких вершин, амплитудой до 10 м, осложняет оконечности структурных носов.

Нефтегазоносность

Согласно принятой схеме нефтегазогеологического районирования Западно Сибирской плиты Чкаловское газоконденсатнонефтяное месторождение входит в состав Усть-Тымского нефтегазоносного района. Нефтегазоносность месторождения связана с двумя комплексами пород: верхнеюрским (терригенным) и палеозойским (карбонатным).

Промышленно нефтеносным является пласт Ю₁¹, приуроченный к верхней части горизонта Ю₁ васюганской свиты келловей-оксфорского возраста, газоконденсатнонефтяным – пласт М₁, выделяемый в зоне контакта мезозойских и палеозойских отложений.

Залежь нефти пласта Ю₁¹ открыта в 1978 году разведочной скважиной 2Р, в которой при опробовании пласта Ю₁¹ получен фонтанный приток безводной нефти дебитом 39,4 м³/сут на 8 мм штуцере. Всего на месторождении пробурено 94 скважины, из них 74 эксплуатационных и 20 разведочных. Из разведочных скважин семь (1Р, 2Р, 4Р, 7Р, 10Р, 15Р, 26Р) вскрыли нефтяную часть залежи; четыре пробурены в зоне литологического замещения коллектора плотными породами; остальные (3Р, 6Р, 9Р, 11Р, 12Р, 17Р, 20Р, 21Р, 25Р) пробурены за контуром залежи. Дебиты по разведочным скважинам составили от 39,4 до 172,8 м³/сут (скв. 2Р и 10Р); эксплуатационным - от 8,3 до 434,3 м³/сут (скв. 42 и 26) на 8 мм штуцере. Эффективная толщина пласта Ю₁¹ изменяется от полного замещения плотными разностями на западе (район разведочных скважин 5Р, 8Р, 13Р, 18Р) до 16,6 м в центре залежи (скв. 34), нефтенасыщенная толщина – от 1,2

м (скв. 31) до 16,6 м (скв. 34). Пласт Ю₁¹ является основным продуктивным пластом и основным объектом разработки месторождения.

Залежь нефти пласта Ю₁¹ пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 7,9×4,2 км, высота 46 м. Водонефтяная зона незначительна и занимает 4,501 км² или 12,8 % от всей площади.

Палеозойские отложения вскрыты 27 скважинами, в том числе 18 разведочными и 9 эксплуатационными. В соответствии с современными представлениями о тектоническом типе палеозойских залежей пласта М₁ выявлено три нефтяных с газовой шапкой (районы скв. 1Р, 105, 501, 502), две нефтяных (район скв. 18Р, 26Р) и одна газоконденсатная залежь, приуроченные к самостоятельным блокам и связанные с карбонатными трещиноватыми и брекчированными коллекторами – пластом М₁. Наиболее разбурены нефтяные залежи с газовыми шапками, приуроченные к двум центральным блокам.

Залежь в районе скважины 1Р вскрыта скважинами 1Р, 101, 104, 108, 23 и 32. Эффективные толщины изменяются от 48,9 до 104,2 м., газонасыщенные – от 11,8 до 43,2 м, нефтенасыщенные – 22,6 от до 50,4 м. Газовая шапка не опробована ни в одной из пробуренных скважин. Кроме скважин 1Р и 23 нефтяная часть залежи опробована скважинами 104 и 108 на более низких гипсометрических уровнях. Получены притоки нефти дебитами 72,3 и 80,7 соответственно. Тип залежи – массивная, тектонически ограниченная. Размеры ее – 0,99 х 0,50 км, высота – 139 м.

В соседнем блоке, где пробурены скважины 105, 105Б и 106, предполагается аналогичное строение залежи вышеописанной. При опробовании ее в скважине 105 в интервале получен приток нефти фонтанным способом дебитом 350 т/сут с высоким содержанием газа. Эксплуатация скважины не проводилась из-за ее аварийного состояния. Тип залежи– массивная, тектонически ограниченная. Размеры ее – 0,83 х 0,7 км, высота - 89 м.

Нефтяная залежь вскрыта скважиной 18Р. Эффективная толщина равна 107,4 м, нефтенасыщенная – 40 м. При опробовании получен приток нефти

дебитом 69,4 т/сут фонтанным способом. Тип залежи – массивная, тектонически ограниченная. Размеры ее – 1,5 х 0,9 км, высота – 46 м.

При опробовании залежи в районе скважины 26Р получен приток нефти дебитом 17 т/сут фонтанным способом. Эффективная толщина, выделенная по данным ГИС, равна 63,6 м. Залежь массивная, тектонически ограниченная. Размеры ее – 1,44 х 0,48 км, высота – 51 м.

Центральная нефтяная залежь в районе скв.501 и 502 выявлена по результатам ГРП в 2006-2008 гг. В скв.501 доюрские образования представлены брекчированными доломитами, получен приток нефти дебитом 106 м³/сут на шт.8 мм. Газовая шапка опробована в открытом стволе. При испытании скв.502 дебит нефти составил 83 м³/сут, газа – 23 тыс.м³/сут. В обеих скважинах проведено ВСП. Эффективные нефтенасыщенные толщины 17,4-23,7 м, газонасыщенные – 6,3 м.

Газоконденсатная залежь вскрыта скважиной 2Р в северо-восточной части структуры. По геофизическим данным эффективная и газонасыщенная толщины равны, соответственно, 38,4 и 14,6 м. При опробовании получен приток газа дебитом 15 тыс.м³/сут, воды - 28 м³/сут. Залежь массивная, тектонически ограниченная с размерами -1,2 х 1,85 км и высотой – 38 м.

ЛОМОВОЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

В пределах Томской области и рассматриваемого района работ проводились геологосъемочные работы: аэромагнитная (1952-1953 гг., 1954-1955 гг.) и площадная гравиметрическая съемка (1954-1961 гг.).

По данным этих исследований выполнено районирование территории по характеру магнитного поля, составлена структурно-тектоническая карта доюрского фундамента и сделан вывод о его сложном характере тектонического строения.

С целью уточнения строения Ломового поднятия в его пределах проведены сейсморазведочные работы в два периода: 1968-1969 гг. (МОВ, 0.4 км/км²) и 1982-1983 гг. (МОГТ, 0.75 км/км²).

Ломовое локальное поднятие, расположенное в зоне сочленения Каймысовского свода и Средневасюганского мегавала, а так же Нюрольской впадины и Колтогорского мегапрогиба, выявлено и подготовлено к бурению работами МОВ (1968-1969 гг.). Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в отчете «Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Черемшанского куполовидного поднятия и Каймысовского свода». Полевые работы выполнены ТГТ с/п 6/2000-01.

Стратиграфия

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойского фундамента и осадочные отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Палеозойская эра (PZ)

Породы палеозойского возраста вскрыты поисковой скважиной №200П в интервале 2910-2921 м. Представлены они интрузивными породами: диорит мелкозернистый, гранодиорит, гранит роговообманковый. Вскрытая мощность отложений достигает 48 м.

Юрская система (J)

Нижний и средний отделы Тюменская свита

Континентальные отложения тюменской свиты несогласно залегают на размытой поверхности палеозойских образований. Отложения свиты представлены частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с включением обугленного растительного детрита, пирита и сидерита. Песчаники светло-серые, буровато-серые и серые, мелко-среднезернистые, кварц-полевошпатовые и полимиктовые, различной крепости. Мощность песчаных пластов колеблется в пределах 10 метров, иногда достигая 20 м. Алевролиты темно-серые, косо- и горизонтальнослоистые, иногда известковистые, слюдистые. Аргиллиты серые, темно-серые, реже с буроватым оттенком, слоистые, с неровным изломом, с обугленным растительным детритом. Для свиты характерны прослой каменного угля и углистых аргиллитов. Мощность отложений составляет 119-245 м.

Верхний отдел Васюганская свита

Морские, континентальные и прибрежно-морские отложения васюганской свиты трансгрессивно залегают на отложениях тюменской свиты. Васюганская свита подразделяется на две подсвиты: нижняя – существенно глинистая и верхняя – песчано-глинистый горизонт Ю₁, являющийся продуктивным объектом на Ломовом месторождении. Нижневасюганская подсвита сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми до черных, участками коричневатыми, горизонтально – и косослоистыми, иногда плитчатыми, с включением пирита и прожилками кальцита.

Горизонт Ю₁ (верхневасюганская подсвита) характеризуется чередованием песчаных пластов с прослоями аргиллитов и алевролитов. В средней части горизонта выделяется угольный пласт, характеризующий кратковременный, континентальный режим между келловейской и оксфордской трансгрессиями моря и разделяющий горизонт Ю₁ на подугольную и надугольную толщи, в первой из которых выделяются песчаные пласты Ю₁³, Ю₁⁴, а во второй – соответственно Ю₁², Ю₁¹ и Ю₁⁰. Толщина свиты составляет 64-75 м.

Баженовская свита

Разрез верхнеюрских отложений завершается толщей битуминозных аргиллитов баженовской свиты. Аргиллиты темно-серые с коричневым оттенком, иногда до черных, плотные, плитчатые, с раковистым изломом, горизонтально-слоистые, со следами пиритизации и сидеритизации, с остатками раковин, участками с тонкими (1-2 мм) прослойками и линзами известковистого материала. Породы практически непроницаемы, служат региональной покрывкой для продуктивного горизонта Ю₁. К подошве баженовской свиты приурочен основной сейсмический отражающий горизонт Па. Аргиллиты баженовской свиты хорошо выдержаны и являются четким репером в геологическом разрезе западных и центральных районов Томской области, толщина свиты 12-18 м.

Меловая система – К

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. Толщина вскрытых отложений – 2483-2438 м. Нижнемеловые отложения подразделяются на четыре свиты – куломзинскую, тарскую, ванденскую и частично входит покурская свита.

Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (турон), ипатовскую (верх.турон + коньяк + ниж.сантон), славгородскую (верх.сантон + кампан) и ганькинскую (маастрихт + даний).

Кайнозойская эра

Палеогеновая система – Р

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (в.эоцен – ниж. олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (ср.-верх.олигоцен). Вскрытая мощность отложений – 290-294м.

Четвертичные отложения Q

Отложения четвертичной системы залегают несогласно на осадках верхнего олигоцена. Литологически сложена почвенно-растительным слоем с остатками древесной растительности, суглинками и глинами. Толщина отложений около 30м.

Тектоника

Ломовое нефтяное месторождение согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты» 1981 г. под редакцией Суркова В.С. приурочено к одноименному локальному поднятию юго-восточной части Западно-Сибирской плиты.

Месторождение расположено в пределах Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта-одного из крупных тектонических элементов фундамента, которому в мезозойском платформенном чехле соответствует отрицательная структура I порядка - Колтогорский мегапрогиб, который ограничен положительными структурами I порядка: на западе - Нижневартовским сводом, на юго-западе - Каймысовским сводом, на востоке - Александровским

сводом, на юго-востоке - Средневасюганским мегавалами. На юге Колтогорский мегапрогиб переходит в Нюрольскую впадину, мощность отложений платформенного чехла в этом регионе колеблется от 1900 метров на Александровском мегавале до 3500 метров и более в Колтогорском мегапрогибе. Структурный план по поверхности доюрских образований (отражающий горизонт Φ_2) является сложным и контрастным. Ломовое поднятие в плане представляет собой антиклинальную складку с тремя куполами, располагающимися по оси северо-восточного направления. Поднятие имеет изометричную форму, оконтуривается сейсмоизогипсой – 3000м., минимальные отметки куполов -2825м., -2765м., -2785м. Самый высокий средний купол. Амплитуда поднятия 235м, размеры 15х12 км. На Ломовой структуре по отражающему горизонту Φ_2 (поверхность доюрских образований) можно выделить две серии тектонических нарушений (северо-западного и северо-восточного простирания), характерных для всей территории ЗСП. Первые представляют собой разломы складчатого основания фундамента, вторые связаны с рифтогенезом. Значительная часть разрывных дислокаций проникает в отложения платформенного чехла, оказывая существенное влияние на формирование в них залежей нефти и газа.

В структурном плане платформенного чехла Ломовая структура находится в пределах Черемшанского к.п. (положительной структуры II порядка), расположенного в южной части Колтогорского мегапрогиба (отрицательной структуры I порядка), и Каймысовского свода (положительной структуры I порядка). На прилегающих площадях в разное время закартирован ряд структур III порядка: Черемшанская, Восточно-Черемшанская, Северо-Пионерская, Склоновая и другие. Черемшанское поднятие представляет собой изометричную структуру размерами 40х35 км, оконтуренную по отражающему горизонту II-а изогипсой -2700 м. Амплитуда поднятия 200 м. По отражающему горизонту IIa (подшвабаженской свиты) Ломовое поднятие имеет изометричную форму. В пределах брахиантиклинальной складки можно выделить 3 купола. Юго-

западный имеет самую малую амплитуду и площадь. Минимальные отметки куполов -2545м., -2485м., -2495м. Оконтуривается поднятие сейсмоизогипсой -2620м., амплитуда поднятия 135м, размеры 14,5х8 км. Тектонические нарушения по отражающему горизонту Па выделяются неуверенно.

Нефтегазоносность

Ломовое месторождение по нефтегазогеологическому районированию относится к Колтогорскому нефтегазоносному району Каймысовской НГО. На месторождении промышленно - нефтеносными являются песчаные пласты $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$ горизонта $Ю_1$ васюганской свиты. Основными продуктивными пластами являются пласты $Ю_1^2$ и $Ю_1^1$, залегающие в верхней надугольной толще горизонта $Ю_1$. Пласты $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$, относящиеся к нижней подугольной толще горизонта, имеют подчиненное значение.

Залежь пласта $Ю_1^1$. Песчаники пласта $Ю_1^1$ развиты практически в пределах всего месторождения, за исключением района скважин №№ 206р, 208р в западной части и районе скважины 202р на юго–востоке, где пласт выклинивается. Скважинами №№ 302, 348, 364, 373 и 607 вскрыто замещение песчаника неколлектором. Нефтенасыщенные толщины пласта варьируют от 0,4 до 6.8 м, средняя составляет 2.5 м.

Залежь нефти пласта $Ю_1^1$ пластовая сводовая, литологически экранированная, размеры 10х6 км, высота 200 м. Водонефтяной контакт является наклонным и контролируется подошвой нефтенасыщенной части пласта.

Залежь пласта $Ю_1^2$. Коллектор, выделяемый в пределах пласта $Ю_1^2$, прослеживается на большей части месторождения, за исключением юго-западного борта (район скв. 208р). Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 до 11,6 м, средняя составляет 5,0м. При индивидуальном опробовании пласта $Ю_1^2$ в разведочных скважинах получены притоки нефти дебитами от 8,8 до 22 м³/сут. Наибольшая продуктивность отмечена в скважинах, пробуренных в юго–западной части месторождения. ВНК является наклонным. Залежь нефти пласта $Ю_1^2$ является пластовой, сводовой и

литологически экранированной. Размеры составляют в среднем 10х4 км, высота залежи 170 м.

Залежь пласта Ю₁³. Песчаники пласта Ю₁³ имеет ограниченное распространение. Коллектор распространен преимущественно в западной части структуры. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 0 до 3,3 м. Водонефтяной контакт залежи не вскрыт. Залежь нефти пластовая, литологически экранированная. В районе скважины № 208р выявлена небольшая самостоятельная залежь в пласте Ю₁³ с контуром нефтеносности – 2580 м.

Залежь пласта Ю₁⁴. Пласт Ю₁⁴ распространен по всей площади месторождения. Нефтенасыщенные толщины изменяются от 1,0 до 11,2 м. Водонефтяной контакт скважинами не вскрыт. Залежь нефти пластовая, сводовая. В районе скважины 208р выявлена небольшая самостоятельная залежь в пласте Ю₁⁴ с контуром нефтеносности – 2560 м. При раздельном опробовании пласта получен приток нефти дебитом 56,7 м³/сут.

По результатам опробования и интерпретации геофизических материалов других нефтесодержащих объектов в разрезе месторождения не обнаружено.

ЛУГИНЕЦКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

На первом этапе (1947-1964 гг.) выполнялись магнито-гравиметрические и электроразведочные работы, геологическая и геоморфологическая съемки. Это позволило установить общие закономерности строения земной коры, составить геологические и геоморфологические карты, оценить глубину до поверхности складчатого фундамента, выделить тектонические структуры первого порядка, в том числе и Пудинский мегавал.

Второй этап включает в себя проведение сейсмических работ МОВ (с 1956 г.) и МОГТ (с 1974 г.), поиск перспективных структур на нефть и газ и их подготовку к глубокому бурению.

Площадные сейсморазведочные работы МОВ на территории месторождения проводятся с 1959 г. В результате работ сейсмопартий 20/60-63 было оконтурено и детализировано Пудинское поднятие (мегавал) – структура I порядка. С 1965 г. на исследуемой площади начали проводить детальные сейсмические работы. В результате работ с/п 25/65-66 и 26/65-66 в пределах Пудинского мегавала была выявлена Лугинецкая структура. Работами с/п 17/67-68, 10/68-69, 4/67-68 было уточнено строение Пудинского мегавала и детализирована конфигурация Лугинецкого поднятия в его сводовой части.

Следующий этап детализационных сейсмических работ начался в 1984 году. С этого периода на Лугинецком месторождении силами ПО «Сибнефтегеофизика» проводятся детализационные сейсморазведочные работы МОГТ с целью уточнения геологического строения месторождения путем комплексирования данных детальных сейсморазведочных работ (с/п-14/84-85; 14/85-86; 14,16/86,87; 14-16/87-88; 14,16/88-89; 14/89-90; 14/90-91) и глубокого бурения.

Тематической партией 4/91-92 ОАО «Сибнефтегеофизика» было выполнено обобщение материалов сейсморазведочных работ, проводимых ПО «Сибнефтегеофизика» на Лугинецком месторождении с 1984 по 1991 год. В результате этих работ было детализировано строение Лугинецкого поднятия по отражающим горизонтам Φ_2 , Π_a , Γ^b , по которым тематической партией 4/91-92 построены сводные структурные карты по месторождению масштаба 1: 50 000. Было показано, что строение Лугинецкого поднятия более сложное, чем представлялось ранее. Установлено, что Лугинецкое поднятие разделено субмеридиональным прогибом на два купола – западный и восточный. В северо-восточной части обособилась Северо-Лугинецкая структура, отделяющаяся от Лугинецкого поднятия неглубоким прогибом.

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в «Отчёте о переобработке и интерпретации результатов сейсморазведочных работ на Северо-Лугинецкой площади», ОАО «Сибнефтегеофизика», 2004г.

Стратиграфия

В геологическом строении Лугинецкого месторождения принимают участие отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возраста.

Палеозойская эра

Наиболее полный разрез палеозойских отложений (1525м) пройден параметрической скважиной 170 и представлен толщей известняков с прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности. Возраст их определяется как D₂₋₃. Девонские образования представлены однородными, кремовыми, серыми, внизу массивными темно-серыми глобоидными водорослево-фораминиферовыми известняками, слабо метаморфизованными с многочисленными трещинами, выполненными белым и серым кальцитом и коричневатого-серым доломитом, и прослоями терригенных пород (аргиллитов, алевролитов) и эффузивов различной толщины.

По палеозойским отложениям развиты древние породы коры выветривания. Возраст коры выветривания с известной долей условности принимается как позднепермский раннетриасовый. Толщина коры выветривания – от нескольких метров до 25 м. С крупным стратиграфическим несогласием на палеозойских отложениях залегают осадочные образования мезозойско-кайнозойского чехла.

Мезозойская эра Юрская система -J

Юрская система в разрезе месторождения представлена средним и верхним отделами. В соответствии с Решениями V Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины юрская система подразделяется на заводоуковский и даниловский надгоризонты, соответственно, ранне-среднеюрского и средне-позднеюрского возрастов. В составе заводоуковского надгоризонта выделяются худосейская и тюменская свиты, а в составе даниловского – васюганская (наунакская), георгиевская и баженовская свиты.

Отложения нижней юры худосейской свиты соответствуют урманской (плинсбах-ранний тоар), тогурской (тоар) и салатской (тоар-аален) свитам.

Худосейская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита

(в.плинсбах - н.тоар) включает в себя две пачки. Пачка 1: песчаники серые, реже зеленоватые, иногда грубозернистые, с прослоями глин, иногда битуминозных алевролитов. Мощность от 0 м до 65 м. В составе пачки выделяется продуктивный пласт Ю₁₁. Пачка 2 (тогурская): глины уплотненные, темно-серые, иногда с зеленоватым оттенком, серповидно-оскольчатые, окремненные, иногда битуминозные, с прослоями

песчаников, конгломератов. Мощность от 0 м до 60 м. Верхняя подсвита (н. тоар - в.

аален) подразделяется на две пачки. Пачка 1: песчаники серые, иногда зеленоватые, от грубозернистых до глинистых, с прослоями гравелитов, алевролитов и глин, с единичными фораминиферами. Встречаются пласты угля. Мощность от 0 м до 70 м. В составе пачки выделяется продуктивный пласт Ю₁₀. Пачка 2 (радомская): глины уплотненные, темно-серые, прослоями битуминозные, преимущественно тонкоотмученные, с ходами илоедов, с прослоями песчаников, алевролитов. Мощность от 0 м до 25 м.

На изучаемой территории отложения худосейской свиты отсутствуют. Возможно, вышеописанные отложения слагают нижнюю часть чехла в депрессионных зонах, сопряженных с южным, восточным и северным склонами поднятия.

Тюменская свита представлена песчано-глинистыми породами с прослоями углей и углистых аргиллитов континентального генезиса. Отложения аалена пробуренными скважинами не вскрыты, их появление возможно на крыльях поднятия. Мощность отложений тюменской свиты в районе исследований меняется от 111 м (скв.182) до 198 м (скв.186). На отложениях тюменской свиты залегают породы васюганской свиты прибрежно-морского и континентального генезиса.

Васюганская свита представлена песчаниками и алевролитами,

переслаивающимися с аргиллитами и редкими пластами углей и углистых аргиллитов, а сложена, как правило, двумя подсвитами - нижней, представленной аргиллито-алевритистыми породами (нижний и средний келловей) и верхней, преимущественно песчано-алевролитовой (келловей, оксфорд, кимеридж). Горизонт Ю₁ разделяется повсеместно на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную. Нижняя – подугольная – включает песчаный пласт Ю₁³⁻⁴, который присутствует практически во всех скважинах и представлен фациями прибрежно-морского генезиса. Межугольная толща представлена аргиллитами и слоями углей и углистых аргиллитов с редкими линзами песчаников и алевролитов континентального генезиса. Верхняя надугольная толща представлена песчаниками и алевролитами пластов Ю₁¹ и Ю₁² прибрежно-морского генезиса и разделяющими их углистыми аргиллитами. По разведочным скважинам Лугинецкой и Северо-Лугинецкой площадей не представляется возможности разделить надугольную и межугольную пачки.

По условиям осадконакопления отложения горизонта Ю₁ подразделяется на две серии осадков, одна из которых – трансгрессивная, включающая отложения надугольной, вторая – регрессивная, объединяющая осадки подугольной и межугольной пачки. Мощность васюганской свиты меняется от 52 до 76 м. Выше залегают глубоководно-морские отложения георгиевской и баженовской свит (кимериджский и волжский ярусы).

Георгиевская свита в ряде случаев в разрезе отсутствует. Представлена аргиллитами с редкими линзами песчаников (горизонт Ю₁⁰) морского генезиса. Мощность отложений 0-4 м.

Баженовская свита распространена повсеместно и представлена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами, мощностью 11-18 м. Свита выдержана по толщине, литологии и является региональным геолого-геофизическим репером, уверенно выделяется в разрезе всех скважин как по керну, так и по электрокаротажу, а также в волновом сейсмическом поле.

Меловая система – К

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. Толщина вскрытых отложений – 2483-2438 м. Нижнемеловые отложения подразделяются на четыре свиты – куломзинскую, тарскую, ванденскую и частично входит покурская свита.

Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (турон), ипатовскую (верх.турон + коньяк + ниж.сантон), славгородскую (верх.сантон + кампан) и ганькинскую (маастрихт + даний).

Кайнозойская эра Палеогеновая система – Р

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (в.эоцен – ниж. олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (ср.-верх.олигоцен). Вскрытая мощность отложений – 290-294м.

Четвертичные отложения Q

Отложения четвертичной системы залегают несогласно на осадках верхнего олигоцена. Литологически сложена почвенно-растительным слоем с остатками древесной растительности, суглинками и глинами. Толщина отложений около 30м.

Тектоника

В соответствии со схемой тектонического районирования мезо-кайнозойского платформенного чехла центральной части Западно-Сибирской плиты под редакцией В.И. Шпильмана (1998 г.) Лугинецкое месторождение расположено в пределах Пудинского мегавала. Пудинский мегавал является структурой I порядка. Мегавал осложнен серией куполовидных поднятий второго порядка (Лугинецкое, Пудинское, Горелоярское КП, Останкинский вал и др.), имеет северо-западное простирание. Северо-западнее его расположен Средневасюганский мегавал, с которым он соединен Шингинской седловиной. Северо-западное крыло Пудинского мегавала плавно погружается, образуя моноклираль. Юго-западнее Пудинского и Средневасюганского мегавалов расположена Нюрольская впадина, отделяющая их от Каймысовского свода; северо-восточнее – Соболиный

прогиб; и на северо-востоке – Парабельский мегавал. Лугинецкое месторождение приурочено к одноименному КП, расположенному на северо-западной переклинали Пудинского мегавала.

Поверхность отражающего горизонта Φ_2 имеет дифференцированный блоковый характер рельефа. В пределах рассматриваемой территории выделяется поднятие, оконтуренное изогипсой -2540 м, размеры его составляют 27,6x15-28,2 км, амплитуда ~ 200 м. Поднятие имеет изометрическую форму, слегка вытянутую в северо-западном направлении. Южный и западный склоны поднятия осложнены мелкими малоамплитудными формами, преимущественно северо-западного простирания и тектоническими нарушениями. Северный склон моноклинально погружается в сторону прогиба. Восточная часть Лугинецкого поднятия имеет валообразную форму северозападного простирания. Южная часть ее представляет собой восточную структуру собственно Лугинецкого поднятия. Южный склон ее довольно крутой, осложнен структурными носами, на востоке наблюдается неравномерное, ступенеобразное погружение доюрских пород. Северная часть валообразной зоны выделена под названием Северо-Лугинецкая структура. Осевая часть ее осложнена малоамплитудными вершинами. Западный склон Северо-Лугинецкой структуры контролируется тектоническими нарушениями, северный склон моноклинально погружается на север, восточный склон пологий, осложнен малоамплитудными структурными формами различных размеров. Вся поверхность отражающего горизонта Φ_2 разбита на блоки многочисленными дизъюнктивными нарушениями различной протяженности и простирания. Наиболее выраженным является нарушение, контролирующее Северо-Лугинецкую структуру с запада.

Лугинецкое поднятие прослеживается по всем вышележащим реперам, сохраняются его простирание, очертания, но вверх по разрезу оно выполаживается, становится менее контрастным. По кровле покурской свиты углы падения крыльев до 1^0 , амплитуда ~ 35 м.

Нефтегазоносность

Согласно нефтегазогеологическому районированию месторождение находится в Пудинском нефтегазоносном районе Васюганской НГО. Промышленная нефтегазоносность нефтегазоконденсатного месторождения установлена в продуктивных пластах горизонта Ю₁ (Ю₁⁰, Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³, Ю₁⁴), Ю₂ тюменской свиты, а также горизонта М (кора выветривания доюрского комплекса). Основными объектами на месторождении являются пласты Ю₁³ и Ю₁⁴, в которых сосредоточено 44,5 и 33,4% всех запасов нефти месторождения и 51,1 и 38,1 % запасов промышленных категорий, 38,6 и 23,5 % всех запасов свободного газа. В составе месторождения выделено два участка, в 1996 году в качестве самостоятельного включено Северо-Лугинецкое месторождение. В пределах Лугинецкого участка выделено 18 залежей в юрском комплексе и одна залежь в пласте М, в пределах Северо-Лугинецкого – три залежи. Из 22 выявленных залежей 12 – нефтяных, семь – нефтегазоконденсатных, две – газоконденсатные и одна – газовая. 11 залежей – пластовых сводовых, 7 – пластовых сводовых частично литологически экранированных, 3 – литологически экранированных и одна – массивная.

Залежи Лугинецкого участка

Горизонт М. Залежь нефти в горизонте М вскрыта одной скважиной № 180. Получен приток нефти 6 м³/сут на 4 мм штуцере и газа 2,4 тыс. м³/сут, газовый фактор 400 м³/м³. После проведения интенсификации притока методом СКО суточный приток нефти составил 8,2 м³ на 4 мм штуцере. Керном продуктивная часть не охарактеризована. Водонефтяной контакт не вскрыт. Залежь нефтяная, относится к массивному типу, размеры ее по условному контуру подсчета 2,04 x 2,0 км, высота – 10 м.

Пласт Ю₂. В пласте Ю₂ выявлено 5 залежей, из которых 1 нефтегазоконденсатная, остальные - нефтяные. Наиболее крупные две залежи пласта, приуроченные к западной и восточной структурам IV порядка, установленным в пределах Лугинецкого куполовидного поднятия. Остальные 4 залежи вскрыты одной или двумя скважинами, располагаются в центральной и восточной частях месторождения. По типу пластово-

сводовые, в основном, подстилающиеся водой. Размеры залежей от 0,15- 1,9 х 0,18 – 1,5 км, высота – от 1,0 до 16 м. К западной части Лугинецкого куполовидного поднятия приурочено 2 залежи пласта Ю₂ – западная залежь, залежь 2 в районе скважины № 707.

Западная нефтяная залежь с газовой шапкой приурочена к центральной части структуры и простирается с севера на юг. Газовая шапка вскрыта двумя разведочными скважинами №№ 151Р и 180Р, которые пробурены в сводовой части структуры. Площадь газовой шапки составляет 30,6% от площади всей залежи.

Нефтяная часть пласта вскрыта 27 скважинами, из которых 3 разведочные, пробуренные в северной части залежи (скважины №№ 152,164,162). Площадь нефтяной оторочки составляет 99% от общей площади залежи. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне 3,3 – 23,2 м. Притоки нефти при фонтанном способе эксплуатации изменяются от 0,1 м³/сут до 14,3 м³/сут. Западная залежь пластово-сводовая, размеры залежи определяются контуром ВНК, проведенным на отметке 2344 м и составляют 13,6×8,8 км, высота залежи – 47 м, в том числе высота газовой шапки 28 м.

Горизонт Ю₁ васюганской свиты, содержащий около 95% запасов нефти и газа месторождения, разделяется на пять продуктивных пластов снизу вверх: Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ и Ю₁⁰. Каждый из перечисленных пластов можно рассматривать как самостоятельную пластовую залежь. Однако, при защите отчета в ГКЗ РФ (ноябрь, 2007 г.) пласты Ю₁², Ю₁¹ и Ю₁⁰ были объединены в один объект подсчета Ю₁⁰⁻², с учетом того, что все пласты имеют похожие коллекторские свойства и общий ГНК и ВНК.

Пласт Ю₁ занимает наибольшую площадь нефтегазоносности на месторождении. Эффективная толщина изменяется от 0,4 до 14 м. Средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет 8,2 м. Основную площадь залежи составляет газовая шапка (76%) от площади залежи в целом. Ширина нефтяной оторочки не выдержана по площади и изменяется от 0,2 до 4 км в

северо-восточной части. Размеры залежи 23,1 x 18,7 км, высота 100 м. Тип залежи пластово-сводовый, литологически ограниченный.

Пласт Ю₁³ имеет повсеместное распространение по площади, среднее значение эффективной нефтенасыщенной толщины равно 6,5 м, газонасыщенной – 7,1 м. В пласте

Ю₁³ выявлена одна нефтегазоконденсатная залежь с тремя газовыми шапками в пределах западной, юго-западной и восточной структур Лугинецкого поднятия. Площадь газовых шапок составляет 66,5% от всей площади залежи в целом.

Площадь нефтяной оторочки составляет 60,7% от общей площади залежи. Получены фонтанные притоки нефти от 21,8 м³/сут до 75,7 м³/сут с газовыми факторами от 109 м³/м³ до 124 м³/м³. Нефтяная часть пласта находится в разработке. Залежь пластовая, сводовая. Размеры залежи составляют 23,1×18,2 км, высота - 92 м, в том числе высота газовой шапки 73 м.

В пласте Ю₁⁴ выявлено 5 залежей, из которых 2 - нефтегазоконденсатные и 3 - нефтяные. Наиболее крупные 3 залежи пласта Ю₁⁴ приурочены к западному, юго-западному и восточному куполам. Западная залежь отделяется от восточной и юго-западной неглубокими прогибами. Остальные 2 залежи приурочены к небольшим по размеру куполам, осложняющим западную структуру, и вскрыты одной скважиной.

Западная залежь 1 вытянута в меридиональном направлении. Площадь газовой шапки западной залежи составляет 60% от площади всей залежи. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется в пределах 4,5-17,3 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне 2,1-19,6 м. Нефтяная часть залежи эксплуатируется, суточные притоки нефти изменяются от 0,1 до 92 м³/сут. Залежь относится к пластово-сводовому типу. Размеры залежи составляют 18,5×9,6 км, высота – 66 м, в том числе высота газовой шапки – 47 м.

Восточная залежь 2 – нефтегазоконденсатная. По размеру значительно меньше западной, имеет неправильную форму. Площадь газовой шапки

восточной залежи составляет 18,2% от площади всей залежи. Эффективная газонасыщенная толщина изменяется в пределах 1,6-12,5 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются в диапазоне от 0,8-14,9 м. Находится в разработке. Суточные притоки нефти по скважинам при вступлении в эксплуатацию изменяются от 0,7 до 30,2 м³/сут. Восточная залежь является пластово-сводовой, частично литологически ограниченной, размеры залежи составляют 9,9×6,9 км, ее высота - 37 м, в том числе высота газовой шапки 18 м.

Юго-западная нефтяная залежь находится в разработке. Эффективные нефтенасыщенные толщины пласта Ю₁⁴ изменяются от 5,2 м до 18,8 м. При фонтанном способе эксплуатации суточные притоки нефти изменяются от 3,6 до 18 м³/сут. Юго-западная нефтяная залежь относится к пластово-сводовому типу, размеры залежи составляют 5,9×4,3 км, высота 12 м.

Залежи Северо-Лугинецкого поднятия. Песчаники пласта Ю₁⁰ по площади не выдержаны и вскрыты лишь скважиной № 191р, в пределах восточной части площади пласт заглинизирован. Залежь по характеру насыщения газовая, по типу пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 48х2,2 км, высота – 25 м.

Пласт Ю₁¹ вскрыт одной скважиной № 189р, получен фонтанный приток нефти 11 м³/сут на шт.4 мм. Залежь по характеру насыщения нефтяная. Водонефтяной контакт не вскрыт. Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 2,5х1,4 км, высота – 8 м.

Залежь пласта Ю₁³ нефти вскрыта скважинами двумя скважинами (№№ 188р, 189р), эффективная толщина изменяется от 15,5 м до 18,5 м, увеличение происходит с запада на восток. ВНК принят на отметке - 2256 м, что соответствует нижним отверстиям перфорации. Залежь пластовая, сводовая, подстилается водой. Размеры залежи 6х3,1 км, высота – 12 м.

КРАПИВИНСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность

Впервые Крапивинская структура была выявлена и подготовлена к поисковому бурению сейсморазведочными работами МОВ в 1967 -1968 гг. с/п 8/65 - 66 Томского геофизического треста. В 1981 - 1982 гг. поднятие детализировано сейсморазведкой ОГТ с/п 4,5,7,18/81 -82, а в 1985 - 1986 гг. с/п 4,5,7/85 - 86 методом ОГТ изучено его северное продолжение - в зоне сочленения с собственно Моисеевским к. п. (Берлин Г.И., 1982, 1986, ТГТ /34/). Детализационные сейсморазведочные работы 1981-1982 гг. южной части Каймысовского свода позволили возобновить к 1984 г. в пределах Крапивинской структуры глубокое поисково-оценочное бурение. В результате дальнейшего бурения и испытания скважин было открыто Крапивинское нефтяное месторождение

В 1988 - 1989 годах выполнены тематические работы по обобщению результатов сейсморазведочных работ (Г.И. Берлиным). В результате обобщения сейсморазведочных работ ТГТ по отражающему горизонту 1Г (подошва баженовской свиты) в масштабе 1:50000 была построена сейсмоструктурная модель Крапивинского месторождения и сопредельных территорий Карандашовского и Моисеевского куполовидных поднятий (к.п

В период 1992-1993 гг. в Томском геофизическом тресте проводились исследования по комплексному использованию геофизических и геологических параметров в целях прогнозирования зон улучшенных коллекторов.

В 1995-1997 гг. появляется первое обобщение накопившихся геолого-геофизических материалов и многочисленных данных исследований Крапивинского нефтяного резервуара. В результате проведенных тематических работ авторами собраны и проанализированы существующие модели строения месторождения, разработанные разными авторами.

В 1996-2000 гг. с целью построения трехмерной геолого-технологической модели месторождения Томским геофизическим трестом были выполнены 3D сейсмические работы с использованием регулярной

крестовой системы наблюдений на площади 428 км². Обработка данных материалов выполнялась в компаниях SGG-Petrosystem (1995-1997 гг.) и Paradigm Geophysical (1998-2000 гг.). Интерпретация выполнялась в ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК». В 2007-2008 гг. в западной части Крапивинского месторождения (Тарский район Омской области) с/п 87/07-08 Югорской геофизической экспедиции (филиал ОАО «Хантымансийскгеофизика») выполнила сейсморазведочные работы 3Д в объеме 150 км².

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в отчете Переинтерпретация материалов сейсморазведки 2D/3D на Крапивинском месторождении ОАО "Томскнефть" ВНК». Работы выполнены ОАО «ТомскНИПИнефть», 2010 год.

Стратиграфия

В геологическом строении района Крапивинского месторождения принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные породы доюрского складчатого фундамента. Отложения чехла, имеющие в пределах района общую мощность до 3000 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности фундамента несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Доюрские образования

Доюрские образования по керну представлены зеленокаменными измененными миндалевидными спиллитами, вверх по разрезу интенсивно выветрелыми, переходящими в кору выветривания. Вскрытая толщина 80-107 м.

Мезозойская эра – MZ

Юрская система – J. Юрские отложения в описываемом районе представлены разнофациальными осадками средней и верхней юры общей мощностью 200-310 м и более.

Нижне-среднеюрский отдел

Тюменская свита. Отложения тюменской свиты залегают несогласно на размытой и выветрелой поверхности доюрских образований. В фациальном отношении отложения свиты сложены аллювиально-болотными и озерными континентальными осадками: неравномерно переслаивающимися аргиллитами, алевролитами, разнотерристыми песчаниками, углистыми аргиллитами и углями с преобладанием в разрезе глинисто-алевролитовых пород. Верхняя часть свиты более песчаная, здесь выделяются песчаные пласты Ю₂, Ю₃ и Ю₄, из которых наиболее мощным является последний. Песчаные пласты, в силу их континентального происхождения, характеризуются резкой фациально-литологической изменчивостью, невыдержанностью по простиранию и по разрезу.

Верхнеюрский отдел

Васюганская свита. Отложения васюганской свиты четко выделяются в разрезах скважин и хорошо прослеживаются по простиранию. Свита сложена разнофациальными отложениями от морских до континентальных и подразделяется на две подсвиты – нижне- и верхне-васюганскую, которые отличаются фациальной принадлежностью и литологическим составом. Нижневасюганская подсвита сложена, в основном, мелководноморскими глинистыми породами – аргиллитами тёмно-серыми, буровато-серыми, с редкими тонкими прослойками светло-серых алевролитов. Подсвита хорошо выдержана по простиранию, мощность её варьирует в узком диапазоне 33–36 м. Верхневасюганская подсвита преимущественно песчаная и представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт Ю₁, являющийся основным продуктивным объектом как в описываемой зоне, так и практически на всех месторождениях Томской области. Горизонт Ю₁ формировался в трансгрессивно-регрессивную стадию развития осадочного бассейна, что позволяет выделить в его составе три осадочных пачки: - подугольную – мелководно-морскую регрессивную, песчаную; - межугольную – прибрежно-континентальную трансгрессивно-регрессивную, преимущественно глинистую; - надугольную – мелководно-морскую трансгрессивную, преимущественно песчаную. В объёме горизонта в

описываемой зоне выделяются пласты Ю₁² (надугольная толща), Ю₁^м (межугольная толща) и Ю₁³ (подугольная толща), каждый из которых продуктивен в тех или иных скважинах. Мощность свиты составляет 55–70 м.

Георгиевская свита

Породы васюганской свиты перекрываются глубоководно-морскими глинами георгиевской свиты. В пределах описываемой зоны мощность свиты незначительна и составляет 0–4,0 м.

Баженовская свита

Породы георгиевской свиты перекрываются глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами баженовской свиты – тёмно-бурыми, плотными, крепкими, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод и пелеципод. Осадки баженовской свиты характеризуются выдержанностью литологического состава и площадного распространения, чёткой стратиграфической привязкой. Толщина свиты 20–28 м.

Меловая система – К

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. Толщина вскрытых отложений – 2483-2438 м. Нижнемеловые отложения подразделяются на четыре свиты – куломзинскую, тарскую, ванденскую и частично входит покурская свита.

Верхнемеловые отложения представлены толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: кузнецовскую (турон), ипатовскую (верх.турон + коньяк + ниж.сантон), славгородскую (верх.сантон + кампан) и ганькинскую (маастрихт + даний).

Кайнозойская эра

Палеогеновая система – Р

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой (палеоцен), люлинворской (эоцен), чеганской (в.эоцен –

ниж. олигоцен) свит и континентальные отложения некрасовской серии (ср.-верх. олигоцен). Вскрытая мощность отложений – 290-294м.

Четвертичные отложения Q

Отложения четвертичной системы залегают несогласно на осадках верхнего олигоцена. Литологически сложена почвенно-растительным слоем с остатками древесной растительности, суглинками и глинами. Толщина отложений около 30м.

Тектоника

Крапивинское месторождение приурочено к одноимённому локальному поднятию, расположенному в юго-западной части Моисеевского куполовидного поднятия (к.п.), осложняющего южную часть Каймысовского свода.

Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты район работ относится к области позднегерцинской складчатости, а в структурном отношении – к Верхневасюганскому антиклинорию, к его юго-восточной части. Характерной особенностью Каймысовского свода является субмеридиональная составляющая структурного плана его центральной части и наличие двух основных систем тектонических нарушений северо-западного и северо-восточного простирания, в региональном плане генетически связанных с Колтогорско-Уренгойской и Большеюганской зонами разрывных нарушений. По отражающему сейсмическому горизонту Π^a , приуроченному к подошве баженовской свиты, Каймысовский свод оконтуривается изогипсой -2650 м. В пределах этой изогипсы размеры свода составляют: длина 215 км, ширина 60÷120 км, амплитуда поднятия 350 м. Абсолютные отметки сводовых частей на структурах второго порядка составляют -2300÷-2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, сопоставимые с оконтуривающей изогипсой (-2600÷-2650 м). Каймысовский свод осложнён рядом положительных структур второго и третьего порядка, разделённых прогибами, седловинами, небольшими впадинами. Структуры третьего порядка, или локальные поднятия, расположены как в пределах

валов и куполовидных поднятий, так и в пониженных (депресссионных) зонах.

Согласно «Тектонической карте юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской области» (Конторович В.А., 2001 г.) Крапивинское месторождение приурочено к юго-западному склону Крапивинско-Моисеевского к.п. – структуры II порядка.

По отражающему горизонту II^а район Крапивинского месторождения, т. е. Крапивинское поднятие (или структура) в целом, представляет собой группу сложнопостроенных, в разной степени сближенных локальных поднятий, отделённых друг от друга линейными и мульдообразными прогибами амплитудой 10-20 м. Многочисленные локальные поднятия Крапивинской структуры по морфологическому признаку объединяются в две крупные структуры третьего порядка – Западно-Крапивинскую и Крапивинскую группы поднятий. На склонах этих структур имеется ряд мелких локальных поднятий (IV порядка), которые характеризуются как малоамплитудные, малоразмерные структуры-спутники месторождения. Единой оконтуривающей сейсмоизогипсы по горизонту II^а локальные поднятия Крапивинской и Западно-Крапивинской групп не имеют. В то же время отмечается их общее понижение с востока и северо-востока на запад и юго-запад от -2520 до -2640 м. В плане эти локальные поднятия формируют обособленную структурную зону, объединяющую разноамплитудные структуры изометричного и асимметричного типа. Многие из локальных поднятий имеют «вершинно–радиальную» форму с рядом узких ложбин и структурных мысов, осложненных более мелкими локальными поднятиями. Простираение последних самое различное, включая веерообразное.

Крапивинская группа поднятий имеет асимметричную форму, восточное крыло по отношению к западному более крутое и короткое. В связи с этим сводовая часть группы поднятий (район скважины 191Р) приближена к северо-восточному крылу. Абсолютные отметки по отражающему горизонту II^а в своде поднятия достигают -2520÷-2515 м. Структура представляется как сложнопостроенная, многокупольная.

Западно-Крапивинская г.п. (район скважин 200Р, 220Р–223Р, 225Р) выделяется на юго-западном погружении Крапивинской структуры и отделяется от неё межструктурным понижением, включающим более мелкие мульдообразные понижения, а также седловинные пережимы (северо-восточнее скважин 225Р и 301). В структурном плане по сейсмогоризонту II^а в пределах Западно-Крапивинской структуры можно выделить два наиболее крупных локальных поднятия: с оконтуривающей изогипсой -2590 м (район скважины 200Р) и -2610 м (между скважинами 220Р и 223Р).

Нефтеносность

Крапивинское нефтяное месторождение находится на территории двух субъектов Российской Федерации: большая часть месторождения располагается в Томской области и небольшая его часть - в Омской области. В геологическом отношении оно расположено в южной части Каймысовского нефтегазоносного района Каймысовской нефтегазоносной области. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Двуреченское, Тагайское, Моисеевское и др. Наиболее крупным из них является Двуреченское, которое находится в непосредственной близости от Крапивинского месторождения и является его аналогом.

Крапивинское месторождение открыто в 1969 году. Промышленная нефтеносность связана с продуктивными пластами Ю₁² и Ю₁³. Основные запасы нефти приурочены к продуктивному пласту Ю1. На месторождение с учетом анализа всего геолого-геофизического материала реализована блоковая модель месторождения. Блоки разделяются между собой «литологическими» экранами, приуроченными к зонам деструкции, тектоническим нарушениями и, частично, к зонам замещения (глинизации) коллектора. Всего на месторождение выделено 11 залежей нефти: в пласте Ю₁³ выделено 5 залежей (Северная, Центральная, Восточная, Юго-Восточная и Южная), в пласте Ю₁² - 6 залежей (Северная, Центральная, Восточная, Юго-Восточная, Южная и Юго-Западная).

Пласт Ю₁³. Северная залежь включает северный и северо-западный районы месторождения. С юга и востока залежь ограничена

«литологическим» экраном. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 22,0 м, в среднем составляя 10,7 м. Залежь пластовая сводовая, с востока и юга «литологически» ограниченная. Размеры залежи 12х7,2 км, высота - 60 м. Восточная залежь занимает северо-восточную часть месторождения. С юга и запада залежь ограничена «литологическим» экраном. Залежь пластовая сводовая, с юга и запада «литологически» ограниченная. Размеры залежи 2,4х6,4 км, высота - 40 м. Центральная залежь расположена в центральной части месторождения. С севера, востока и юга залежь ограничена системой «литологических» экранов. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 18 м, в среднем составляя 11 м. Залежь пластовая сводовая, с севера, юга и востока «литологически» ограниченная. Размеры залежи 5,7х3,4 км, высота - 60 м. Залежь район скважины 198Р расположена в восточной части месторождения. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 6 м. Залежь пластовая сводовая, с юго-запада тектонически ограниченная. Размеры залежи 1,5х2,1 км, высота 26 м. Юго-восточная залежь расположена южнее залежи Района скважины 198Р. С севера, запада и юга залежь ограничена тектоническим экраном. Эффективная нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 8,8 м. Контакт по залежи принят наклонный. Залежь пластовая сводовая, с севера, запада и юга тектонически ограниченная. Размеры залежи 4,5х1,5 км, высота достигает 25 м. Южная залежь расположена на юге месторождения. С севера залежь ограничена «литологическим» экраном. Эффективная нефтенасыщенная толщина достигает 28 м, в среднем составляя 10,8 м. Залежь пластовая сводовая, с севера «литологический» ограниченная, с востока тектонически ограниченная. Размеры залежи 10,1х11,5 км, высота достигает 100 м

Пласт Ю1. Северная залежь расположена в северо-западной части месторождения. Залежь пластовая сводовая, с востока и юго-востока «литологически» ограниченная. Размеры залежи 9,2х15,8 км, высота - 60 м. Восточная залежь приурочена к восточному склону Крапивинского поднятия. Эффективная нефтенасыщенная толщина по залежи небольшая,

достигает 3,7 м, в среднем составляя 1,9 м. Все скважины пробурены в чистонефтяной зоне. Залежь пластовая сводовая, с северо-запада и запада «литологически», с юга - тектонически ограниченная. Размеры залежи 5,5х18 км, высота - 80 м. Центральная залежь занимает одноименную часть месторождения. С севера, востока, юга и северо-запада залежь ограничена системой «литологических» экранов. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 4,8 м. Водонефтяной контакт в данной залежи не вскрыт. Залежь пластовая сводовая, с юга, севера и востока «литологически» ограниченная. Размеры залежи 7х4 км, высота - 70 м. Южная залежь занимает обширную область южнее Центральной залежи. С северо-востока, востока и юго-востока залежь ограничена тектоническим экраном, а с юго-запада - зоной отсутствия коллектора. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 5,6 м. Водонефтяной контакт в скважинах не вскрыт. Залежь пластовая сводовая, с северо-востока, тектонически и литологически ограниченная. Размеры залежи 15х8 км, высота -100 м. Юго-западная залежь расположена на юго-западном склоне поднятия, отделяется от Южной залежи зоной замещения коллектора. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта достигает 16 м, в среднем составляя 3,5 м. Залежь пластовая сводовая, с севера и востока литологически ограниченная. Размеры залежи 5,4х3,4 км, высота достигает 65 м. Юго-восточная залежь вскрыта на одноименном склоне двумя скважинами - 225Р и 227Р, отделяется от южной и восточной тектоническими экранами. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 на западе до 3,6 м на востоке. Водонефтяной контакт в залежи не вскрыт. Залежь района скважины 210Р выявлена в центральной области месторождения, на юго-западной периклинали локально выраженного центрального выступа складки. Залежь относится к южному блоку, отделяясь от Южной и Центральной залежей зоной деструкции, представлена одной скважиной - 210Р, в которой описываемый пласт характеризуется небольшой толщиной 1,8 м и нефтенасыщен до подошвы. Водонефтяной контакт в залежи не вскрыт.

Залежь пластовая сводовая, с севера «литологически» ограниченная. Размеры залежи 2×1 км, высота 14 м.

ВАХСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

В геологическом изучении Вахского лицензионного участка, как и на всей территории Западной Сибири, выделяется три этапа: поисковый, разведочный и этап доразведки. Первые два этапа - поисковый и разведочный - включают в себя стадии региональных геолого-геофизических работ (1947-1957 годы), поисковых и детальных геолого-геофизических работ (1957-1964, 1980-1985 годы) и поиска и разведки залежей нефти и газа на Вахской (1964-1970 годы) и Восточно-Вахской площадях (1983-1986 годы) с предварительной оценкой запасов по категориям C_1 и C_2 .

В 1986 году Институтом «ТомскНИПИнефть» ПО «Томскнефть» выполнен пересчет запасов нефти и растворенного газа Вахского месторождения с учетом всех вновь появившихся данных.

В 1995 году начаты работы по освоению Кошильской площади. Проведенные работы по доразведке, путем сейсмоисследований и бурения, не подтвердили ранее принятые ЦКЗ запасы нефти и, соответственно, проектный добычный потенциал Кошильской площади. В связи с этим выполнен вторичный пересчет запасов, который утвержден ГКЗ МПР РФ в 1999 г. При изучении Вахского месторождения с целью определения петрофизических (в первую очередь коллекторских) свойств продуктивных пластов, для задач подсчета запасов и проектирования разработки месторождения, в лабораторных условиях проводились исследования кернового материала. Наиболее интенсивно последние годы эти работы проводятся силами института ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК».

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в отчете «Переинтерпретация архивных сейсморазведочных материалов 3Д и данных ГИС на Вахском лицензионном участке ОАО «Томскнефть» ВНК». Работа выполнена ОАО «ТомскНИПИнефть», 2008г.

Стратиграфия

Геологический разрез Вахского лицензионного участка представлен терригенными отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, несогласно залегающими на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента.

Палеозойская эра (Pz)

По мнению В.В. Суркова и О.Г. Жеро, Вахская группа поднятий относится к северо-западному продолжению Назино-Сенькинского антиклинория. В строении этого тектонического элемента принимают участие молодые и древние отложения палеозоя, которые на доюрской поверхности контрастно выведены на разные стратиграфические уровни в соответствии с внутренней складчато-блоковой структурой за счет эрозионного срезания в период континентального строения. В наиболее приподнятой части территории распространены граниты, которые формируются под осадочной толщей. Граниты, по определениям абсолютного возраста пород в пределах Назино-Сенькинского антиклинория, относятся к докембрийскому комплексу отложений. В пределах Вахского лицензионного участка и на прилегающих территориях граниты вскрыты в Южно-Вахской 80Р. Присутствие сланцев можно предположить и в понижениях рельефа. Здесь же, вероятно, можно встретить отложения ордовика, который в Томской области представлен темно-серыми известняками, водорослевыми с примесью псаммита, вишнево-красными алевролитами, глинистыми известняками, известковистыми доломитами и песчаниками. Комплекс отложений, вскрытый Вахской скважиной 11Р простирается параллельно породам описанным выше согласно общей ориентировке структурных элементов на площади. Отложения представлены серыми и темно-серыми филлитами, филлитизированными алевролитами и аргиллитами. Г.Д. Исаев относит эти отложения к пономаревской толще. Восточнее этой толщи прослеживается следующая по стратиграфическому уровню комбарская толща. Отложения пономаревской толщи как бы зажаты отложениями двух стратиграфических уровней, имеющими полосовидное

распространение в северо-западном направлении. Породы комбарской толщи вскрыты Восточно-Вахскими скважинами 72Р, 102Р и Кошильской 304Р. Наиболее полный разрез представлен в скважине 102Р. Для всех вскрытых в этой скважине отложений палеозоя характерно крутое залегание пород (30-60 градусов) к горизонту. Весь разрез сложен глинистыми и карбонатными разностями. В фациальном плане палеозойские отложения скважины 102Р являются глубоководными, сформировавшимися ниже уровня насыщения кислородом, о чем говорит полное отсутствие какой-либо органики. В скважине 304Р нижнедевонские отложения представлены эффузивами и сопутствующими магматическими образованиями.

Параллельно зоне распространения комбарской толщи на палеозойской поверхности прослеживается полоса известняков серых, светло-серых, темно-серых органогенных с разным биоценозом, вскрытых Кошильскими скважинами 312Р и 347Р. Эти отложения, скорее всего, относятся к герасимовской толще среднедевонского возраста, переходя далее к востоку в верхнедевонские известняки лугинецкой толщи. Наличие известняков лугинецкой толщи предполагается, так как далее на восток в Кошильской скважине 330Р вскрыты черные массивные, глинисто-кремнисто-известковистые породы кехорегской толщи нижнего карбона. По аналогии, в Нюрольском осадочном бассейне наблюдается пространственный переход отложений лугинецкой толщи в кехорегскую на поверхность несогласия.

Такое распределение пород на палеозойской поверхности в пределах исследуемой территории предполагается в центральном блоке. С востока и запада палеозойская поверхность погребена под эффузивно-осадочной толщей пермо-триаса, выполняющей грабены триасового рифтогенеза.

Мезозойская эра (Mz) Юрская система (J).

Отложения юрской системы представлены породами тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит.

Тюменская свита. Терригенные отложения тюменской свиты с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на гетерогенной поверхности доюрских образований. Представлены в разрезе частым, неравномерным

переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями углей и остатками растительного детрита. В отложениях тюменской свиты выделяется 12 песчаных резервуаров ($Ю_2$ - $Ю_{13}$), разделенных глинистыми и глинисто - углистыми экранами.

Горизонт $Ю_3$ охватывает толщу пород между угольными пластами $У_4$ и $У_3$ батского возраста. В составе горизонта $Ю_3$ выделены пласты $Ю_3^1$, $Ю_3^2$, $Ю_3^3$ и $Ю_3^4$. Формирование горизонта $Ю_3$ происходило в континентальных условиях осадконакопления, о чем свидетельствуют текстуры пород, органические остатки, минеральные включения. На участке работ общая мощность отложений горизонта $Ю_3$ изменяется от 56 до 100 м. В разрезе горизонта $Ю_3$, по условиям формирования, выделяются все типы фаций аллювиального комплекса: русловые, пойменные и болотные.

Горизонт $Ю_2$ включает в себя толщу пород между угольным пластом $У_3$ и алевроито-глинистым аналогом нижневасюганской подсвиты. Общая толщина горизонта $Ю_2$ на Кошильском участке изменяется от 3 до 17 м. Горизонт $Ю_2$ состоит из двух пластов ($Ю_2^2$ и $Ю_2^1$), формирование которых происходило в переходной лагунно-дельтовой обстановке.

В подошве пласта $Ю_2^2$ отмечается контакт размыва, представленный брекчие-конгломератовидной породой, которая сложена плоскими гальками и слабо окатанными обломками глины и тонкослоистого алевролита, сцементированными среднезернистым материалом. Выше по разрезу залегает песчаник среднезернистый, с углистыми линзами и углисто-глинистые отложения. Формирование пласта $Ю_2^2$ происходило, вероятно, в обстановке переходящей от пресноводной к морской.

Пласт $Ю_2^1$ представлен в подошве конгломератовидной породой, состоящей из окатышей песчаника в темно серой глине. Песчаник, залегающий выше по разрезу, содержит гравийные обломки окисленного сидерита, микроорганизмы, которые говорят о морской обстановке накопления осадков. Вскрытая толщина отложений тюменской свиты достигает 230 -300 м.

Васюганская свита. В ее разрезе можно выделить следующие пачки и реперные

горизонты: нижевасюганскую подсвиту, подугольную, межугольную, надугольную толщи. Отложения нижевасюганской подсвиты представлены аргиллитами серыми до черных с включениями пирита и сидерита, что свидетельствует о лагунных условиях седиментации. В пределах Вахского лицензионного участка мощность ее незначительна и составляет 2–6 м. Подугольная и надугольная толщи разделяются между собой либо угольным пластом U_1 , либо аргиллитами и маломощными прослоями карбонатизированных песчаников. В составе подугольной толщи на Вахском лицензионном участке выделяется преимущественно песчаный пласт $Ю_1^3$ и песчано-глинистый пласт $Ю_1^2$. Межугольная толща заключена между выдержанными по латерали угольными пластами U_1^6 и U_1^B , выделяемыми в ее кровле и подошве соответственно. Представлена она переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с обильными включениями углисто-слюдистого материала. Литологический состав, наличие остатков флоры указывает на континентальный характер осадконакопления. Надугольная толща представлена пластами $Ю_1^{16}$ и $Ю_1^{1a}$.

Георгиевская свита. Отложения георгиевской свиты залегают на породах васюганской свиты и являются базальным горизонтом киммеридж-волжской трансгрессии. Литологически разрез свиты представлен синезелеными хрупкими аргиллитами, формирование которых в фациальном плане может быть связано с шельфовыми илами. В погруженных частях толщина свиты достигает 6 метров до полного ее выклинивания в сводовых зонах.

Баженовская свита. Разрез верхнеюрских отложений завершают глубоководно-морские осадки волжского яруса, выделенные в баженовскую свиту.

Породы представлены аргиллитами черными и коричневаточерными битуминозными крепкими плитчатыми. Отложения баженовской свиты прослеживаются повсеместно, являются надежным репером в разрезах

скважин и служат региональной покрывкой продуктивного горизонта Ю₁. Толщина свиты составляет 19-20 м.

Меловая система (К).

Отложения меловой системы представлены в разрезе всеми возрастными комплексами и подразделяются на ряд свит: куломзинскую, тарскую, вартовскую, алымскую, покурскую, кузнецовскую, ипатовскую, славгородскую и ганькинскую.

Кайнозойская эра (Kz) Палеогеновая система (Р).

Отложения палеогеновой системы, представлены талицкой (палеоцен), люлинворской (нижний + средний эоцен), чеганской (верхний эоцен + нижний олигоцен) свитами и отложениями некрасовской серии (средний + верхний олигоцен). Породы талицкой и люлинворской свит представлены морскими осадками, сформировавшимися в условиях постепенно мелеющего моря. Отложения чеганской свиты представлены прибрежно-морскими осадками. Отложения некрасовской серии имеют континентальный генезис. Толщина отложений 186-299 м.

Четвертичная система (Q).

На размытой поверхности палеогеновых отложений с угловым и стратиграфическим несогласием залегают породы четвертичного возраста, представленные песками серыми разнотернистыми, в основании с гравием, с прослоями глин. Завершает четвертичные отложения почвенно-растительный слой. Толщина отложения 10-40 м.

Тектоника

В тектоническом плане Вахское нефтяное месторождение связано с одноименной гипсометрически наиболее приподнятой группой структур (Вахская, Южно-Вахская, Восточно-Вахская и Северо-Вахская). Они объединены в крупную брахиантиклинальную складку неправильной формы. На погружении восточного крыла Северо-Вахского поднятия в виде структурных носов выделяется Кошильская структурная зона. Указанные

поднятия расположены в северной периклинальной части Криволуцкого вала, осложняющего центральную часть Александровского мегавала.

В локальном структурном плане по сейсмогоризонту Па (подошва баженовской свиты) из относительно крупных структур гипсометрически наиболее высокое положение занимает Вахская (а.о. -2090 м), которая представляется брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания, по оконтуривающей сейсмоизогипсе -2150 м ее размеры в плане составляют 19х8 км, амплитуда 60 м. Крыльевые части, ближе к центральной трети структуры, осложнены слабовыраженными структурными носами и заливообразными погружениями. Западные крылья с углами падения до 3° более крутые, чем восточные: $0^{\circ}45'-1^{\circ}30'$. Ось структуры плавно погружается в северном направлении, в южном – слабо ундулирует, что связано с развитием цепочки малоамплитудных вершин; по стратоизогипсе -2130 м, их размеры составляют 2,0-4,2х0,8-1,8км. Западная и южная границы Вахской структуры выделяются глубокими прогибами, отделяющими ее от прилегающей группы небольших по размерам структур: Максимовской, Ининской, Восточно-Охтеурской, Южно-Вахской.

Юго-западная периклиналь Вахской структуры через неглубокий (~ 10 м) прогиб по замыкающей стратоизогипсе -2160м сочленяется с Южно-Вахским поднятием. Его гипсометрическая отметка почти на 40 м превышает вскрытую на Вахской структуре. При относительно небольших геометрических размерах 4х5 км, высота поднятия достигает 110 м. К северу и востоку от основной Вахской структуры по сейсмоизогипсе -2280 м выделяется террасовидная ступень палеозойского заложения. Ее восточный борт плавно сопрягается с Люкпайским валом, юго-восточный резко погружается в сторону Усть-Тымской впадины.

Часть террасы, примыкающая к восточному крылу Вахской структуры, в современном плане соответствует Восточно-Вахской структуре, которая осложнена многочисленными вершинами, ориентированными, преимущественно, в субмеридиональном направлении.

Наибольшее по размерам поднятие (7,0х3,5 км, амплитуда 50 м) по оконтуривающей стратоизогипсе -2160 м приурочено к ее центральной части.

В северной части террасы по оконтуривающей изогипсе -2160 м выделяется Северо-Вахская структура. В южном направлении по сейсмоизогипсе -2170 м она раскрывается в сторону Вахской структуры, а ее северная периклиналь осложнена двумя крупными структурными носами субмеридионального простирания, которые плавно погружаются в сторону Кошильской структурной зоны. Последняя выделяется в северном и восточном направлениях от Северо-Вахского поднятия. На продолжении восточного крыла Северо-Вахской структуры Кошильская структурная зона схематизируется в виде двух ступенчато погружающихся террас, осложненных несколькими малоамплитудными (20-30 м) вершинами. Геометрические размеры первой 3.5х10 км. Гипсометрически она находится на абс.отметке -2250-2270 м. В южном направлении, резко сужаясь, сливается с восточным крылом Западно-Вахского поднятия.

Отмеченная на Кошильской площади выраженная террасовидность строения непосредственно связана с флексурообразными переходами в зонах сочленения террас. Это обусловлено блоковыми разноамплитудными движениями фундамента, влияющими на фациальную обстановку в период формирования осадочного чехла территории. При этом не исключается проникновение малоамплитудных нарушений в осадочный чехол. Роль последних может быть двойственная: как в качестве путей миграции углеводородов, так и в качестве экранов.

По результатам 3Д сеймики, выполненной на Кошильской площади, предполагается наличие нескольких дизъюнктивных нарушений - возможных экранов, ограничивающих части залежей, что позволяет согласовать различие ВНК на отдельных участках небольшой по размерам Кошильской площади.

Возможное присутствие нарушений позволяет объяснить наклонные (висячие) ВНК, характерные и для остальной части Вахского месторождения. Однако по сравнению с Кошильской площадью, низкая степень изученности

сейсмоисследованиями (по редкой сети МОВ) Вахской группы площадей не позволяет проводить трассирование нарушений с последующим выделением блоков, согласующихся с определенными изменениями положений ВНК.

Нефтегазоносность

Промышленная нефтеносность Вахского, крупного по запасам нефти, месторождения непосредственно связана с песчаными пластами-коллекторами продуктивного горизонта Ю₁ (пласты Ю₁¹ и Ю₁²⁺³) васюганской свиты и горизонтов Ю₂ и Ю₃ (пласты Ю₂¹⁺², Ю₃¹⁺² и Ю₃³⁺⁴) тюменской свиты. Кроме того, притоки нефти получены из палеозойских отложений, ачимовской толщи, а также куломзинской и тарской свит.

В связи с тем, что геологоразведочные работы проводились поэтапно на каждой структуре (Вахская, Северо-Вахская, Восточно-Вахская, Южно-Вахская и Кошильская), то нефтяные залежи, открытые на них, получили названия, соответствующие упомянутым структурам. Следует отметить, что примечательным является понижение водонефтяных контактов преимущественно в восточном и северо-восточном направлениях.

Пласт Ю₁¹ хорошо развит на всех площадях месторождения, за исключением Южно-Вахской. Обширная зона глинизации пласта прослеживается через центральную и северо-восточную части Восточно-Вахской структуры. Эта зона отделяет Кошильскую залежь от Северо-Вахской и Восточно-Вахской.

По особенностям фациальных условий формирования пласта Ю₁¹, в его объеме выделяется две пачки: Ю₁^{1А} и Ю₁^{1Б}, из которых нижняя получила наибольшее развитие в виде полособразно прослеживаемых песчаных тел, определяющих толщину Ю₁¹.

От площади нефтеносности доля ВНЗ небольшая и составляет 2,6% на Вахской, 3,5% – на Восточно-Вахской, 6,5% – на Северо-Вахской и 7,5% – на Кошильской площадях. На Вахской площади залежь пластовая сводовая, участками литологически ограниченная, ее размеры в плане составляют 20,5х10,0 км. Высота залежи 81-96 м. На

Восточно-Вахской площади залежь по типу пластовая сводовая, участками литологически ограниченная, ее размеры в плане составляют 7,5х3,0 км, высота 69 м. На Северо-Вахская площади залежь пластовая сводовая, участками литологически ограниченная, ее размеры 7,5х6,8 км. Высота залежи 93 м. В пределах Кошильской площади выделено две залежи: Залежь р-на скв. 96Р и 323Р. ВНК в скважинах не вскрыт. Размеры залежи – 3,5х2,0 км, высота - 30 м, приурочена к моноклинали, по типу структурная, литологически и тектонически экранированная. Залежь р-на скв. 304Р и 347Р. Размеры залежи 7,5х1,5 м, высота 26 м, приурочена к моноклинали, по типу структурная, литологически ограниченная.

Пласт $Ю_1^{2+3}$ хорошо развит на всех площадях месторождения. Водонефтяная зона залежи $Ю_1^{2+3}$ довольно узкая и составляет 14% от общей площади нефтеносности, несколько шире она геометризуеться только в пределах Южно-Вахской площади, где составляет 38,7% площади залежи. Продуктивный пласт $Ю_1^{2+3}$ по особенностям строения разреза делится на два пласта: $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$.

На Вахской площади залежь пластовая сводовая, ее размеры 15,8 х 7,5 км, высота 88 м. На Восточно-Вахской площади залежь пластовая сводовая, ее размеры 20,0х7,5 км, высота 154 м. Также в районе южной части Восточно-Вахской площади (скв. 1436 и 1440) выделяется небольшая (1,5х0,5 км) залежь водоплавающего типа изометричной формы. На Северо-Вахской площади залежь пластовая сводовая, ее размеры 8,0х4,8 км, высота 90 м. На Южно-Вахской площади по типу залежь пластовая сводовая, ее размеры 8,5х2,8 км, высота 90 м. В пределах Кошильской площади выделено 2 залежи. ВНК этих залежей не вскрыт. Залежь р-на скв. 304Р, 347Р, 332Р структурная, литологически и тектонически экранированная, ее размеры 10,0х5,1 км, высота 50 м. Залежь р-на скв. 96Р, 323Р структурная, литологически и тектонически экранированная, ее размеры 5,0х3,0 км, высота 37 м. В целом по пласту $Ю_1^{2+3}$ отмечается ступенчатое погружение ВНК в северо-восточном направлении.

Пласт Ю_2^{1+2} . Залежи нефти пласта Ю_2^{1+2} выявлены только на Северо-Вахской и Восточно-Вахской площадях.

Северо-Вахская залежь. Ширина водонефтяной зоны колеблется в пределах 100-350 м, ее доля составляет 31,7% от площади всей залежи. По типу залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, ее размеры в плане составляют 4,0х3,0 км, высота 49 м. Восточно-Вахская залежь. Ширина водонефтяной зоны геометризуеться относительно небольшой - 100-250 м, ее доля составляет 21,4% от площади всей залежи. По типу залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная, ее геометрические размеры 4,5х2,5 км, высота 55 м. Помимо рассмотренных основных залежей Ю_2^{1+2} , также в районе скважин 1242, 1077, 816, 2542 и 1360, выделяются локальные, небольших размеров залежи (0,5х1,1 км), вскрытые единичными скважинами эксплуатационной сетки, положение их контуров нефтеносности условное.

Пласт Ю_3^{1+2} относится к основному объекту разработки тюменских отложений на Северо-Вахской и Восточно-Вахской площадях. Залежи нефти пласта выявлены на Северо-Вахской, Восточно-Вахской и Кошильской площадях.

Северо-Вахская залежь достаточно хорошо прослеживается в пределах площади, в плане ее форма близка к изометричной, по типу залежь пластовая сводовая, литологически ограниченная. Размеры ее в плане составляют 5,5х5,0 км, высота 83 м.

Восточно-Вахская залежь имеет более сложное строение и очертания в плане, простираясь в северо-западном направлении. Ширина водонефтяной зоны изменяется от 125 до 1750 м и составляет 41,8% от площади всей залежи. По типу залежь пластовая сводовая, участками литологически ограниченная, ее размеры в плане составляют 5,0х2,5 км, высота 87-132 м. Помимо основных залежей, в районе скважин 1064, 2031, 1242, 842, 1360 и 72Р выявлены локализованные участки нефтенасыщения небольших размеров. На Кошильской площади залежь Ю_3^{1+2} выявлена в единственной

разведочной скважине 347Р. Залежь пластовая, сводовая, ее размер 1,0х1,0 км, высота 27 м.

Залежи нефти пласта Ю₃³⁺⁴ выявлены на Северо-Вахской, Восточно-Вахской и Кошильской площадях. По отношению к вышерассмотренным они отличаются существенно меньшей площадью нефтеносности.

Северо-Вахская площадь. Пласт Ю₃³⁺⁴ развит не повсеместно и имеет линзовидное и полулинзовидное строение. В пределах площади выявлено семь мелких разобщенных литологически ограниченных залежей нефти. Залежи пластовые, четыре из них литологически ограниченные, с размерами 0,8-1,0х1,0-0,5 км, высота 15-25 м. Восточно-Вахская площадь. В пределах площади выявлено пять залежей. Залежь р-на скважин 70Р, 2532 и 2537 является основной. Тип залежи пластовый сводовый, литологически ограниченный, размеры в плане составляют 3,0х1,5 км, высота 47 м. Залежи р-на скважин 72Р, 904, 1310 и 780-799 имеют размеры 0,5-1,375х0,5-1,25 км. Кошильская площадь.

Пласт нефтенасыщен по материалам ГИС в скважине 347Р. В пределах условного контура нефтеносности (категория запасов С₂) размеры залежи составляют 1,0х1,0 км.

Залежь нефти пласта М выявлена при опробовании палеозойских отложений в скважине 347Р Кошильской площади, представленных светло-серыми известняками. Был получен приток жидкости дебитом 11,6 м³/сут, из них 4,8 м³/сут (40%) нефти.

При опробовании песчаных отложений ачимовской толщи в скважине 326Б (присводовая часть Вахской структуры) получен приток нефти дебитом 15 т/сут. Признаки нефтенасыщения в виде запаха нефти в керне (пленка нефти) при опробовании отмечены в скважинах 321 и 20Р, расположенных на западном крыле Вахской структуры, а также в зоне ее сочленения с Северо-Вахским локальным поднятием.

В результате испытания песчаных пластов куломзинской и тарской свит в сводовой части Вахской структуры были получены притоки нефти, газа и пластовой воды с пленкой нефти. Так, в скважине 10Р из пласта А₁₁ через 20

мм штуцер был получен приток воды и нефти дебитами, соответственно, 53,6 и 2,8 м³/сут. В скважине 16Р при опробовании пласта Б₁₀ получен приток газа дебитом 534,8 тыс. м³/сут и воды с пленкой нефти – 374 м³/сут.

НИЖНЕВАРТОВСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

Геологоразведочные работы в районе Нижневартовского месторождения начаты в 1947-1954 гг. проведением геологической съёмки масштаба 1:1000 000 в области широтного течения р.Оби.

В 1957 г. территория покрыта аэромагнитной съёмкой М 1:1000 000, проведены магнитная и гравиметрическая съёмки тех же масштабов. В результате был выявлен ряд крупных структур, в том числе и Нижневартовский свод. В 1957-1958 гг. в пределах Среднего Приобья проведены площадные сейсмические исследования МОВ, в результате которых были выявлены локальные структуры. С 1960 г. по 1975 г. проведены детальные сейсмические исследования, позволившие детализировать геологическое строение Нижневартовской площади и выявить зоны, перспективные для формирования ловушек углеводородов. В **2002 г.** на территории месторождения проводились детализационные работы МОГТ.

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в «Отчете о результатах первого этапа площадных детальных сейсморазведочных работ МОГТ 2D на Нижневартовском и Советском месторождениях». Работа выполнена ОАО «Сибнефтегеофизика», г.Новосибирск. 2002 г.

Стратиграфия

В геологическом строении Нижневартовского месторождения принимают участие юрские, меловые, палеогеновые и четвертичные отложения, составляющие осадочный комплекс пород и залегающие на интенсивно дислоцированном фундаменте.

Палеозойская эра – PZ

Породы доюрского фундамента на Нижневартовском месторождении представлены эффузивами типа базальтовых порфиритов. В целом же вещественный состав пород фундамента региона разнообразен. На соседнем Советском месторождении эта часть разреза представлена известняками светло-серыми, плотными, участками окремненными, в некоторых скважинах вскрыты слабометаморфизованные осадочные породы: аргиллиты, песчаники, углистые сланцы с зеркалами скольжения.

Юрская система Тюменская свита

Отложения тюменской свиты сложены континентальной толщей часто чередующихся песчаных, песчано-алевролитовых и аргиллитовых пород. Песчаники серые и светло-серые, мелкозернистые, слюдистые. Алевролиты серые и светло-серые, тонко- и мелкозернистые, глинистые. Для всего разреза тюменской свиты характерно обильное содержание растительного детрита и наличие прослоев каменного угля толщиной 0,06-0,5 м.

В основании тюменской свиты залегает базальный слой брекчии толщиной 3-4 м, состоящий из обломков осадочных и эффузивных пород. Породы тюменской свиты на месторождении фаунистически не охарактеризованы. Толщина тюменской свиты по скважинам 22–280 м.

Верхний отдел

В составе верхней юры выделяются васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Васюганская свита

Породы васюганской свиты, представлены осадками открытого морского бассейна. Согласно существующей методике расчленения отложения васюганской свиты разделяются на глинистую нижневасюганскую подсвиту и преимущественно песчаный горизонт Ю₁, с которым связаны залежи нефти на ряде площадей Западно-Сибирской низменности, в том числе и на Нижневартовском месторождении. Возраст васюганской свиты датируется как келловей-оксфордский. Толщина васюганской свиты до 55 м.

Георгиевская свита соответствует киммериджскому ярусу, представлена аргиллитами темно-серыми, черными, плотными, слюдистыми с прослоями известняков. Толщина – 2-4 м.

Баженовская свита соответствует волжскому ярусу, представлена черными плотными битуминозными аргиллитами. Отложения свиты являются надежным репером на значительной территории Западной Сибири. С кровлей баженовской свиты связан сейсмический отражающий горизонт «Б». Толщина свиты колеблется в пределах 20-25 м.

Меловая система

Включает нижний и верхний отделы. В нижнем отделе выделяются мегионская, вартовская и нижняя часть покурской свиты, в верхнем – верхняя часть покурской, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Палеогеновая система

Включает отложения талицкой, люлинворской, чеганской, атлымской и новомихайловской свит. Общая мощность 410-540 м.

Четвертичная система

Комплекс пород мезозойско-кайнозойского осадочного чехла завершается осадками четвертичного возраста. Они сложены песками серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, с прослоями глин серых, песчанистых, с включением лигнита. Это пойменные отложения, наносы террас, торфяно-болотные образования. Толщина отложений до 20 м.

Тектоника

Нижневартовское нефтяное месторождение в тектоническом плане приурочено к одноименной структуре IV порядка, расположенной в пределах Нижневартовского свода.

Нижневартовский свод оконтурен в рельефе баженовской свиты на отметке минус 2540м, амплитуда составляет 250м. В пределах свода выделено шесть структур III порядка пять из которых – положительные (Советско-Соснинское, Самотлорское и Урьевское куполовидные поднятия, Мегионский, Зайцевский валы) и одна – отрицательная (Малореченская

впадина). По отражающему горизонту Φ_2 Нижневартовский свод оконтурен на отметке минус 2920 м, амплитуда структуры составляет 350 м.

Согласно тектонической карте мезозойского чехла под ред. К.И. Микуленко, Нижневартовское нефтяное месторождение приурочено к одноименной структуре III порядка, расположенной на западном склоне Соснинского вала – структуры II порядка, осложняющей центральную, наиболее приподнятую часть крупной структуры I порядка – Нижневартовского свода. Нижневартовский свод наряду с Сургутским, Каймысовским и Верхнедемьяновским, осложняют Хантейскую антиклизу, расположенную в центральной части Западно-Сибирской низменности.

В структурном плане по отражающему горизонту «Б» (кровля баженовской свиты) Нижневартовское локальное поднятие представляет собой две субмеридионально вытянутые складки, разделенные узким локальным прогибом. Единой оконтуривающей изогипсы поднятие не имеет. Восточная складка оконтуривается изогипсой –2350 м и имеет амплитуду около 45 м. Западная, более сложной формы, оконтуривается изогипсой – 2375 м, достигая по амплитуде 65 м. Ее ось полого погружается в северном направлении и относительно резко в южном.

Нефтегазоносность

Согласно нефтегазогеологическому районированию Нижневартовское месторождение нефти относится к Нижневартовскому нефтегазоносному району Среднеобской нефтегазоносной области.

На месторождении промышленные залежи нефти установлены в пластах юрских и меловых отложений: ЮВ₁¹⁻² (васюганская свита), БВ₁₀¹, БВ₈⁰ (мегионская свита), БВ₇⁰ (вартовская свита) и АВ₁¹⁻² (алымская свита).

Пласт ЮВ₁¹⁻² является продуктивным на западном куполе. Пласты ЮВ₁¹ и ЮВ₁² как коллектора имеют площадное развитие и являются единым гидродинамически связанным песчаным телом – пластом ЮВ₁¹⁻². Водонефтяной контакт определен на а.о. минус 2375 - 2377 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,2 до 16,6 м. Залежь – пластовая,

сводовая, в плане имеет размеры (1,1-3,5) x 6,3 км, высоту – 66,0 м. Водонефтяная зона значительная и составляет 55,6 % от площади залежи.

Пласт БВ₁₀¹ является основным объектом разработки Нижневартовского месторождения. Нефтяные залежи установлены в пределах западного и восточного поднятий структуры. На восточном куполе пласт как коллектор имеет повсеместное распространение. Водонефтяной контакт определен на а.о минус 2149-2151 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины на восточной залежи изменяются от 1,4 м до 13,2 м, в среднем составляют 6,0 м. Водонефтяная зона составляет 34,9 % от площади нефтеносности. По типу залежь пластовая сводовая, размеры в плане составляют 9 x (1-2,8) км, высота – 41 м. На западном куполе в пределах ЧНЗ эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 2,3 м до 16,7 м, их средневзвешенная величина составляет 8,6 м. Водонефтяная зона составляет 25,2 % от площади нефтеносности, средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины в межконтурной зоне составляет 4,9 м. Тип залежи пластовый, сводовый. Размеры залежи составляют 9,1 x (2,0-5,1) км, высота 73 м.

Нефтяная залежь пласта БВ₈⁰ приурочена к восточному куполу. Как коллектор хорошо выдержан по площади и разрезу. Водонефтяная зона составляет 48,5% от площади нефтеносности. Средневзвешенное значение нефтенасыщенной толщины в пределах ЧНЗ составляет 8,8 м, для ВНЗ – 3,7 м. Залежь пластовая сводовая. Размеры залежи составляют 9,6 x 1,6 км, высота 54 м.

Пласт БВ₇⁰. Нефтяная залежь приурочена к восточному куполу. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 13,2 м, средневзвешенное значение для ЧНЗ составляют 8,8 м, ВНЗ – 4,2 м. Тип залежи пластовый, сводовый с обширной водоплавающей частью (84,2%). Размеры залежи составляют 8,8 x 2,0 км, высота 45 м.

Продуктивный пласт АВ₁¹⁻³, входящий в состав горизонта АВ₁, приурочен к нижней части алымской свиты. В разрезе горизонта выделяются пласты АВ₁¹, АВ₁² и АВ₁³. Характерной чертой строения горизонта является

его высокая макронеоднородность. Нефтеносными в пределах восточного купола являются гидродинамически связанные пласты AB_1^1 и AB_1^2 . Характерной особенностью коллекторов залежи AB_1^{1-2} является недонасыщенность их нефтью. По пласту AB_1^{1-2} эффективная толщина варьирует в диапазоне от 2,6 до 14,6 м, составляя в среднем 8,6 м. Залежь пластовая сводовая. Размеры составляют 1,6÷4,2 x 9,2 км, высота 19 м. Ввиду пологого залегания пластов и небольшой высоты залежь на 94,8 % (по площади) является водоплавающей.

СЕВЕРО-ПУДИНСКИЙ ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность

Планомерное изучение геологического строения территории Западной Сибири началось с проведения геологической съемки масштаба 1:1000000 в 1947 году. До 1973 года можно выделить два этапа изучения территории. На первом этапе (1947-1958 годы) применялся общий для всей Западной Сибири комплекс методов: геологическая съемка масштаба 1:1000000, аэромагниторазведка, гравиразведка, маршрутная и площадная сейсморазведка МОВ. В результате были выявлены крупные тектонические элементы фундамента и структуры I и II порядка платформенного чехла: Александровский мегавал, Колтогорский мегапрогиб, Средневасюганский мегавал, Нюрольская впадина. На втором этапе (1958-1973 годы) основной объем геофизических исследований приходится на площадные, детальные сейсморазведочные работы МОВ. В этот период по верхнеюрскому отражающему горизонту (подошва баженовской свиты) были уточнены границы и особенности взаимосвязи крупных структур между собой, а также выявлено и подготовлено к глубокому бурению большинство наиболее значительных структур III порядка. Третий этап начинается с 1973 года и характеризуется внедрением в сейсморазведку метода общей глубинной точки (МОГТ), который позволил намного повысить качество выделения и прослеживания отражающих границ, увеличить глубину исследования, более

детально исследовать строение фундамента, изучать зоны выклинивания и в целом более качественно вести подготовку структур к бурению.

Восточная часть Нюрольской впадины, в пределах которой расположен 48 лицензионный участок, полностью покрыта поисковыми работами МОГТ. В результате этих исследований здесь были подготовлены к бурению ряд локальных поднятий, на некоторых из которых при проведении поисково-разведочного бурения были открыты месторождения нефти и газоконденсата - Калиновое, Северо-Калиновое и Нижнетабаганское.

В 1976 году сейсмопартией 1,3,9/75-76 (Свирщевская А.Г., Канарейкин Б.А., Карапузов Н.И.) западная часть участка изучена МОГТ и КМПВ, построена карта граничных скоростей и по поверхности доюрских образований рекомендовано глубокое бурение на Нижнетабаганской площади. Позднее, в 1977 году, подтверждено и уточнено Калиновое локальное поднятие (с/п 1,3/76-77, Карапузов Н.И., Канарейкин Б.А., Свирщевская А.Г.). В 1978 году работами сейсмопартией 1,3,6/77-78 (Карапузов Н.И., Пушкарский Г.В., Свирщевская А.Г.) выявлено и рекомендовано для проведения глубокого бурения Северо-Калиновое локальное поднятие.

По результатам проведенных сейсморазведочных работ с/п 6/81-82 (Ляхно Г.А.) были получены новые данные, позволившие выявить Межструктурную структуру, которая была детализирована работами опытно-методической партии 12/83-84 (Пушкарский Г.В., Баянов А.С., Сысолятина Г.А.). Этой же партией выявлено и смежное с ней Хатчинское поднятие.

Поисковыми работами МОГТ масштаба 1:100000 и 1:50000 в пределах участка выявлены Стариковская, Лазаревская и детализирована Хатчинская структура.

Детализация северо-западных и северо-восточных фрагментов участка площадными работами МОГТ была проведена в 1987-88 годах сейсмопартией 1,3,6/87-88 (автор отчёта Мельников В.П.). На локальных поднятиях выполнены структурные построения масштаба 1:50000 по основным и дополнительным отражающим сейсмическим горизонтам.

В начале девяностых годов в пределах участка партией 21/90-91 ОАО «Сибнефтегеофизика» проведены объемные 3D сейсмические работы (Моисеенко В.М., Евдокимова Т.И., Евдокимов А.А. и др.) на Северо-Калиновой площади и партией 21/91-93 (Беспечный В.Н., Евдокимова Т.И., Шляхтер Е.С. и др.) на Нижнетабаганской площади с целью уточнения строения месторождений.

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в «Отчете о переобработке и интерпретации сейсморазведочных материалов 3Д на Нижнетабаганском и Северо-Калиновом месторождениях ОАО «НК «Роснефть», исполнитель ОАО «Сибнефтегеофизика»;

Стратиграфия

В геологическом строении района работ принимают участие терригенные отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные образования палеозойского (доюрского) складчатого фундамента. На поверхность доюрского основания выходят ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные, пермские отложения и вулканогенные раннетриасовые образования. Палеозойский комплекс пород рядом исследователей расчленен на несколько подразделений в ранге толщ и свит.

Палеозойская эра (PZ)

Павловская толща (мощностью более 250 м) средне-верхнего ордовика сложена пестроцветными песчаниками, аргиллитами, зеленоцветными линзовидно-слоистыми известняками, зеленоватыми доломитами, доломитизированными кремовыми глобулярными известняками, доломитовыми песчаниками и алевролитами.

Ларинская толща представлена илистыми массивными известняками с редкими линзочками песчаников и алевролитов, с несогласием перекрытых аргиллитами, алевролитами и долеритами среднего девона.

Разрез силура представлен двумя толщами: большеичской, сложенной покровами основных эффузивов и прослоями туфов, и майзаской свитой,

представленной светлосерыми, голубовато-серыми детритовыми, илистыми известняками и мергелями, реже аргиллитами, туфами и покровами эффузивов.

Девонские отложения на исследуемой территории разнообразны по фациальному составу, часто хорошо палеонтологически охарактеризованы и относятся к наиболее изученным. Рифогенно-аккумулятивный тип разреза представлен в основании межовской свитой. Ее слагают белые и серые, зернистые и кристаллические, слоистые, слабо доломитизированные известняки, в подошве свиты присутствуют известковые песчаники, линзовидные биостромы. Стратиграфически выше в этом типе разреза залегает армичевская свита (мощность около 930 м). Далее, без видимого перерыва, залегает биазинская толща, сложенная черными, серыми, темно-серыми, крупноскелетными, массивными известняками с биогермами и биостромами. Между биазинской толщей и вышележащей герасимовской свитой фиксируется незначительный перерыв.

Герасимовская свита (мощностью 1135 м), стратотип установлен в разрезе скважины Герасимовская-9. Свита разделена на три подсвиты и сложена серыми, кремово-серыми, массивными, крупно-, био- и литокластическими, иногда строматопоровыми известняками, иногда содержат пластовые тела порфиринов.

Лугинецкая свита мощностью до 920 м венчает разрез девона. Эти отложения представлены кремовыми, глобoidными, фораминиферовыми и водорослевыми известняками, включающими кроме названных групп организмов еще и конодонты.

На территории района исследований отложения, датируемые карбоном, представлены в основном морскими отложениями. Наиболее полно этот разрез, выделенный в кехорегскую свиту, вскрыт скважиной Северо-Калиновая-27. Свита сложена темно-серыми кремнистыми аргиллитами, мергелями, сланцами, радиоляритами, фораминиферовыми известняками, конодонтами и остракодами, указывающими на раннекаменноугольный возраст включающих их пород в объеме турнейского и визейского веков.

Стратиграфически выше залегает табаганская свита, стратотипом которой является разрез скважины Нижнетабаганская-9. Свита состоит из известняков, кремнистых аргиллитов, спонголитов и гез и имеет мощность до 360 м.

Средневасюганская свита сложена темно-серыми до черных известковистыми аргиллитами с подчиненными прослоями микрозернистых известняков с остракодовым детритом и фораминиферами. Средневасюганская свита прослежена в скважине СевероКалиновая-27.

Пермские отложения изучены очень слабо. Они вскрываются скважинами только на Нижнетабаганской площади и представлены сероцветными конгломератами, гравелитами, песчаниками и аргиллитами. В осадке отмечаются флористические остатки и неморские двустворки. На юго-востоке Западной Сибири широкое распространение получили эффузивные отложения, сформировавшиеся в процессе раннетриасового рифтогенеза. Магматические отложения представлены оливиновыми долеритами, однородными базальтовыми порфиритами.

Мезозойская эра (MZ)

Юрская система

Согласно стратиграфической схеме, разработанной в ИГНГ СО РАН, в разрезе юрской системы выделены урманская, тогурская, салатская, тюменская, васюганская (наунакская), георгиевская и баженовская свиты. По наличию региональных геологических и сейсмических реперов выделены четыре комплекса, которые являются самостоятельными объектами поиска месторождений нефти и газа: геттанг-нижнетоарский, верхнетоар-ааленский, байос-батский и келловей-волжский. Геттанг-нижнетоарский комплекс пород включает отложения урманской и тогурской свит [Егорова Л.И., 1989; Гурари, 1992; Шурыгин и др., 1995, 1996]. Полный разрез геттанг-нижнетоарских отложений в пределах участка представлен двумя песчаными горизонтами Ю₁₇, Ю₁₆ – нижняя и верхняя подсвиты урманской свиты и двумя аргиллитовыми пачками - средняя подсвита урманской свиты и тогурская свита. Толщина комплекса достигает 100-120 метров. На временных

сейсмических разрезах комплекс контролируется отражающими горизонтами Φ_2 (кровля доюрского основания) в подошве, I_t (тогурская свита) – в кровле.

Верхнетоар-ааленский комплекс. В состав комплекса входят отложения салатской свиты и нижней подсвиты тюменской свиты. Кровлей комплекса является регионально выдержанный угольный пласт U_{10} , подошвой – тогурская свита, либо в случае отсутствия в разрезе последней породы доюрского основания. Литологически отложения представлены переслаиванием песчаных и аргиллитовых горизонтов. Толщина комплекса достигает 250 м. В составе комплекса выделяют песчаные горизонты $Ю_{II}$ – $Ю_{15}$. На временных разрезах комплекс ограничен в кровле отражающим горизонтом I^a , в подошве – горизонтом I_t , либо (в случае отсутствия геттанг-ааленских отложений) горизонтом Φ_2 .

Байос-батский комплекс пород, включающий отложения средней и верхней подсвит тюменской свиты, на исследуемой территории развит повсеместно. В основании комплекса расположена угольная пачка U_{10-11} , в верхней части – песчано-углисто-глинистая пачка верхнетюменской подсвиты с угольным пластом U_2 в кровле. В литологическом отношении комплекс представлен песчаниками, алевролитами и аргиллитами с многочисленными прослоями углей и углистых аргиллитов. Мощность байос-батских отложений достигает 265 метров.

Келловей-волжский комплекс. Классический разрез келловей-волжских отложений представлен баженовской, георгиевской и васюганской свитами, формирование которых происходило преимущественно в прибрежно-, мелководно- и глубоководно-морских условиях. Васюганская свита трансгрессивно залегает на континентальных отложениях тюменской свиты. По литологическому составу васюганская свита разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижнюю слагают аргиллиты с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов, её толщина, как правило, составляет 10-30 метров. Верхневасюганская подсвита представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт $Ю_1$, сложенный мелководно-морскими, прибрежно-морскими и континентальными отложениями, в основном,

песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов, аргиллитов и углей. Общая толщина горизонта Ю₁ составляет 30-56 м. Он, в свою очередь, подразделяется на две толщи, отличающиеся друг от друга литолого-фациальным составом – подугольную и надугольную. Надугольная толща, которая имеет толщину 8 - 20 м, прослеживается в разрезах всех площадей и месторождений данного района, залегает между угольным пластом У₁ (межугольной пачкой) и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты.

Маломощная и неустойчивая по простирацию георгиевская свита (кимеридж) сложена глубоководными аргиллитами, иногда слабобитуминозными, содержащими различное количество алевроитового материала и редкие зерна глауконита. Толщина свиты колеблется в диапазоне 0-20 м.

Баженовская свита представлена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами темно-бурого цвета, плотными, крепкими, с раковистым изломом, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков растров белемнитов, брахиопод и пелеципод плохой сохранности. Ее мощность в пределах участка составляет 24-32 м. Возраст свиты подтвержден палеонтологически по находкам морской фауны волжского (титон-берриас) возраста. К подошве свиты приурочен основной отражающий сейсмический горизонт Па.

Меловая система

Меловая система в составе платформенных отложений имеет значительную толщину. В пределах участка ее мощность составляет 2160-2210 м и более. Система представлена всеми отделами и ярусами. Нижнемеловые отложения подразделяются на три свиты – куломзинскую, тарскую и киялинскую и частично входят в состав покурской свиты. Верхнемеловые отложения представлены мощной толщей морских, преимущественно глинистых, пород и подразделяются на свиты: кузнецовская, березовская, ганькинская свиты.

Кайнозойская эра (KZ)

Среди отложений кайнозойской группы в описываемом разрезе выделяются палеогеновая и четвертичная системы.

Палеогеновая система (Р)

Разрез палеогеновых отложений сложен мощной толщей осадков морского генезиса палеоценового, эоценового отделов и континентальными образованиями олигоценового отдела. Палеоценовый отдел представлен в объеме талицкой свиты. В разрезе эоценовых отложений выделены две свиты: люлинворская и чеганская. В строении разреза олигоценового отдела принимают участия континентальные образования, среди которых (снизу вверх) выделены атлымская, новомихайловская свиты. Мощность палеогена 590 м.

Четвертичная система

Отложения четвертичной системы представлены песками серыми, темно-серыми, мелко-среднезернистыми, реже – крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками, глинами буровато-серыми, с пропластками лигнита и почвенно-растительным слоем. Мощность отложений до 30 м.

Тектоника

В пределах 48 лицензионного участка выделяется обширный массив эффузивных образований, приуроченный к южной части Нижневартовского антиклинория. Области герцинской и байкальской складчатости разобщены узкой грабен-рифтовой зоной ранне-мезозойского заложения.

Согласно схеме тектонического строения осадочного чехла Западной Сибири, построенной в ИГНГ СО РАН в 2000 году, лицензионный участок 48 расположен в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины – промежуточной структуры II порядка площадью 2850 км², представляющей собой зону сочленения Лавровского мезовала и Пудинского мезоподнятия. На западе тектонический элемент ограничен крупной депрессионной зоной – Нюрольской мегавпадиной, на востоке небольшим по размерам Пудинским прогибом. В пределах мезоседловины выделено значительное количество локальных поднятий, к некоторым из которых приурочены месторождения

нефти, газа и конденсата - Нижнетабаганское, Калиновое, Северо-Калиновое. Ниже приводится краткая характеристика структурных планов по основным отражающим горизонтам.

Наиболее крупным является Нижнетабаганское локальное поднятие. Структура по отражающему горизонту Φ_2 (подошва осадочного чехла) состоит из трёх (западный, центральный и восточный) приподнятых блоков. Блоки с запада и востока ограничены разломами. Западный блок осложнён двумя куполами: северным – с амплитудой 60 м и южным – с амплитудой 20 м. Западный и центральный блоки разделены грабенообразным прогибом, раскрывающимся в северо-западном направлении, глубина которого достигает 100 м. Центральный и восточный блоки имеют неправильную форму и объединены общей изогипсой –2880 м, амплитуда их не превышает 40 м. По подошве баженовской свиты (отражающий горизонт Па) наблюдается унаследованность её рельефа от поверхности доюрских образований. По оконтуривающей изогипсе -2470 м площадь поднятия 101 км², амплитуда 80 м.

Северо-Калиновое поднятие по отражающему горизонту Φ_2 (подошва доюрских образований) оконтуривается изогипсой –2900 м и представляет собой линейно вытянутую в субмеридиональном направлении антиклинальную складку с крутым западным и пологим восточным крыльями. Площадь 27 км², амплитуда 130 м. Крылья складки осложнены тектоническими нарушениями, ориентированными субпараллельно оси складки. Структурная карта по горизонту Па повторяет в общих чертах план СевероКалинового поднятия по кровле доюрских отложений, по оконтуривающей изогипсе -2470 м площадь 14,5 км², амплитуда 35 м.

По горизонту Φ_2 Калиновое локальное поднятие представляет собой сложную складку, вытянутую в северо-восточном направлении и осложнённую 4-мя куполами. Площадь её по оконтуривающей изогипсе - 2880 м составляет 172 км², амплитуда - 215 м. По основному отражающему горизонту Па поднятие представляет собой складку, осложнённую 3-мя

куполами. Её площадь в пределах оконтуривающей изогипсы - 2440 м составляет 66 км², амплитуда - 80 м.

Стариковское локальное поднятие представляет собой антиклинальную складку субмеридионального простирания. По горизонту Па размеры поднятия 9.5х3 км, амплитуда 40 м, площадь в пределах изогипсы -2470 м - 25 км²; по горизонту Ф₂ (в пределах изогипсы - 2940 м) размеры 9х2.5 км, амплитуда - 65 м, площадь 25 км².

Лазаревское локальное поднятие представляет собой антиклинальную складку субширотного простирания. По горизонту Ф₂ структура в пределах изогипсы -2900 м имеет площадь 6 км² и амплитуду 10 м. По отражающему сейсмическому горизонту Па размеры поднятия (в пределах изогипсы -2460 м) 3.9х1.7 км, площадь 6.5 км², амплитуда 10 м.

Межструктурное локальное поднятие представляет собой антиклинальную складку также субширотного простирания. По горизонту Ф₂ структура в пределах оконтуривающей изогипсы -2940 м имеет площадь 9 км², амплитуда 55 м. По отражающему горизонту Па размеры поднятия по изогипсе -2490 м составляют 4,5х2,9 км, площадь 13 км², амплитуда 20 м.

Хатчинское локальное поднятие имеет сложное строение по горизонтам Ф₂ и Ф₀ (вблизи контакта с доюрскими образованиями), а по горизонту Па (по изогипсе -2490 м) она имеет северо-восточное простирание, размеры 4.8х2.7 км, площадь 13 км², амплитуду 30 м.

В отложениях платформенного чехла, несогласно перекрывающих породы палеозоя, по сейсмическим данным прослеживаются отражающие горизонты (кроме приведенного выше Па): Ia (низы тюменской свиты), III (низы покурской свиты), IVв (ипатовская свита), Va (подошва палеогеновых отложений).

Нефтегазоносность

Согласно существующей схеме нефтегазогеологического районирования юго-восточных районов Западной Сибири лицензионный участок №48 входит в состав Пудинского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской

нефтегазоносной области, в пределах которой открыто порядка 60 месторождений нефти, газа и конденсата.

По данным проведенных сейсморазведочных работ на территории участка было выявлено 8 структур, шесть из них подготовлены к глубокому бурению. В результате поисково-разведочных работ выявлено три месторождения, приуроченных к Калиновому, Северо-Калиновому и Нижтабаганскому локальным поднятиям. Этаж нефтеносности значительно широк, залежи углеводородов многопластовые и сосредоточены в верхней, средней юре и нефтегазоносном горизонте зоны контакта палеозоя и мезозоя (НГГЗК). Ниже приводится краткая характеристика выявленных месторождений.

Нижнетабаганское газоконденсатнонефтяное месторождение, приуроченное к одноименной структуре, открыто в 1973 году скважиной 1, пробуренной в центральной части структуры и установившей залежи нефти в пласте Ю₃, газа и конденсата – в пласте Ю₁¹. Дебит нефти на штуцере 6 мм составил 21,6 м³/сут, конденсата – 24,0 м³/сут, газа – 99,3 тыс.м³/сут. Нефтегазоносность месторождения связана с юрскими отложениями (пласты Ю₁¹ и Ю₃) и отложениями палеозоя (пласт М). Газоконденсатные залежи приурочены к пластам Ю₁¹, Ю₃, Ю₅. Залежь углеводородов, вскрытая в песчаниках пласта Ю₃, является основной и наиболее значимой по запасам. Залежь пластово–сводовая, литологически экранированная, состоит из трёх изолированных полей нефтеносности: центральной, восточной и западной, в центральной и восточной – газовые шапки.

Центральная и восточные – пластово-сводовые литологически экранированные, с размерами 17х5,8 и 10х5,5 км, высотой 51 и 47 м соответственно. Западная залежь пластовая сводовая, имеет размеры 5х2,5 км, высота 39 м.

Литологическая неоднородность и сложное гипсометрическое поведение пласта Ю₁¹ определили строение залежи углеводородов, которая состоит из четырёх отдельных блоков (залежей): северного (скв. 1, 3, 5, 8, 10, 16, 19, 23, 24) и южного (скв. 7, 25) в пределах центрального купола; северного (скв. 4,

17) и южного (скв.6) в пределах западного купола. В центральной залежи присутствует нефтяная оторочка.

Позднее на месторождении открыты залежи нефти в НГГЗК (дебит на шт. 8мм составил $22,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$), а также залежь газоконденсата в среднеюрских отложениях (пласт Ю₅, дебит газа – $39,1 \text{ тыс.м}^3$, конденсата – $10,2 \text{ м}^3/\text{сут.}$). Литологически продуктивные отложения М₁ представлены кавернозными и трещиноватыми карбонатами.

Калиновое газоконденсатнонефтяное месторождение, приуроченное также к одноименному локальному поднятию, открыто в 1973 году. Месторождение многопластовое и многозалежное. В результате довольно длительного периода поисково-разведочных работ открыто 5 залежей углеводородов (Ю₁¹, Ю₃, Ю₄, Ю₇, М) с различным фазовым состоянием. Причем, пласты Ю₁¹, Ю₃ и Ю₇ оказались многозалежными. К пласту Ю₁¹ приурочены три пластовые сводовые залежи. Центральная и западная, приуроченные к отдельным куполам, газоконденсатные, причем основные запасы газа и конденсата приурочены к центральному куполу. Восточная залежь – газоконденсатная с нефтяной оторочкой. Дебит газоконденсатной смеси в скв.8, находящейся в центральной залежи, равен $268,4 \text{ тыс.м}^3/\text{сут.}$ Дебиты газа и конденсата в восточной залежи составили $122,0 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ и $89,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно. Пласт Ю₃ развит повсеместно, газоконденсатные залежи приурочены к западному и центральному куполам, центральный купол более значимый по объему запасов. Толщина пласта меняется от 11,2 до 18,8 м. При испытании его в центральном куполе получен дебит газа $167,8 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$, конденсата – $53,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. На западном куполе получены следующие результаты: дебит газа равен $122,5 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$, дебит конденсата – $27,7 \text{ м}^3/\text{сут}$. Тип залежей – пластовые. Пласт Ю₄ прослеживается повсеместно, однако газоконденсатная залежь приурочена только к западному куполу. При испытании скв.6 получен дебит газа $74,4 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ и конденсата $20 \text{ м}^3/\text{сут}$. В другой скважине получена пленка конденсата и приток газа, равный $10 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. По типу ловушки залежь литологически экранированная. Пласт Ю₇ вскрыт также всеми скважинами, однако как

коллектор выделен только в шести. Залежи нефти приурочены к западному и центральному куполам. При испытании пласта в скважине 1 получен приток нефти дебитом $2,7 \text{ м}^3/\text{сутки}$ на штуцере 6 мм, газа – $8,9 \text{ тыс.м}^3/\text{сутки}$. На западном куполе в скважине 13 при опробовании ИП в процессе бурения получено $1,6 \text{ м}^3$ нефти за 30 минут при депрессии 152 мг/см^2 . Залежи нефти на обоих куполах литологически экранированные. Нефтяная залежь приурочена к отложениям коры выветривания, развитой только на западном куполе, представленной интенсивно измененными отложениями глинисто-кремнистого состава. Коллектора порово-трещинного типа. При испытании разведочных скважин западного купола получены незначительные притоки нефти (две скважины испытаны в открытом стволе).

Северо-Калиновое нефтегазоконденсатное месторождение также является многопластовым. В процессе поисково-разведочных работ выявлены залежи углеводородов в отложениях верхней, средней юры и верхней части доюрского разреза (пласты Ю₁¹, Ю₂, Ю₆ и М). Залежь пласта Ю₁¹ газоконденсатная. Пласт неоднороден и очень изменчив как по литологическому составу, так и по толщине. При испытании получен дебит газа $39,3 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ и конденсата $49,8 \text{ м}^3/\text{сут}$. Залежь литологически ограниченная, небольших размеров и в промышленном отношении не представляющая интереса. Залежь пласта Ю₂, из которого в сводовой скважине 21 получен полупромышленный приток газа и конденсата, также небольших размеров. Она расположена в своде поднятия, где пласт Ю₂ хорошо развит (общая толщина его $18,4 \text{ м}$, эффективная $11,2 \text{ м}$). На склонах поднятия и на периклинальных участках пласт литологически замещается за исключением юго-западного крыла поднятия. Дебит конденсата составил $5,4 \text{ м}^3/\text{сут}$, газа – $1,53 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$. Незначительная залежь газоконденсата выявлена в пласте Ю₆, из которого получены притоки газа и конденсата в скв. 21 ($13,5 \text{ тыс.м}^3/\text{сут}$ и $2,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ соответственно). Промышленный приток нефти получен из этого пласта в скважине 25. Дебит на штуцере 8 мм составил $63,6 \text{ м}^3/\text{сут}$. Залежь Ю₆ относится к типу пластовой, литологически ограниченной. Более значительная по запасам залежь нефти, газа и

конденсата связывается с эрозионно-тектоническим выступом доюрских образований, залегающим в основании Северо-Калинового поднятия и сложенным глинисто-карбонатными, глинисто-кремнистыми породами, карбонатными и терригенно-карбонатными отложениями палеозоя. Массивная залежь углеводородов имеет сложное строение и располагается в двух изолированных друг от друга резервуарах. Первый из них контролируется зоной развития глинисто-карбонатно-кремнистых пород коры выветривания (пласт М) и приурочен к сводовой части поднятия (скв. 21, 23). Второй расположен в районе скважин 24, 25 и структурно связан с северо-западной периклиналью поднятия, литологически – с доломитизированными верхнедевонскими известняками (M_1). ВНК в первом резервуаре проведён на абсолютной отметке -2910 м, во втором – отметка ВНК находится значительно ниже -2947 м.

ПОНЬЖЕВЫЙ (№ 51) ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

Геолого-геофизическое изучение западных районов Томской области начато в 60-х годах прошлого столетия. Геолого-геофизическая изученность района весьма не равномерна. После проведения региональных работ, включающих в себя геологическую съемку масштаба 1:1000000 (1947-1954 гг.), гравиметрическую съемку масштаба 1:1000000 (1952-1961 гг.), аэромагнитную съемку масштаба 1:200000 (1954-1961 гг.), а также опорное и структурно-поисковое бурение (1956-1957 гг.), было начато изучение территории сейсмическими методами. На начальных этапах это были маршруты и площадные работы (зондирование МОВ). С 1958 года начаты планомерные исследования территории сейсмическими методами. В результате выполненных работ были выявлены крупные тектонические элементы в составе доюрского фундамента, структуры первого и второго порядков в отложениях мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. Результатом площадных и детализационных сейсморазведочных работ МОВ стало уточнение границ крупных структурно-тектонических элементов, а

также выявление и подготовка к глубокому бурению ряда структур третьего порядка и определены наиболее перспективные, с позиции нефтегазоносности, территории.

Площадь 49 лицензионного участка сейсморазведкой и бурением изучена недостаточно. Данные о его строении базируются, в основном, на результатах площадных работ МОГТ, выполненных в 1981-84 и 1992-95 годах сейсмопартиями 4, 5 и 7 Томского геофизического треста и с/п 20/94-96, с/п 10/03-04 ОАО «Сибнефтегеофизика». Плотность сети этих профилей составляет 1.29 пог. км/км².

СТРАТИГРАФИЯ

Геологический разрез представлен тремя комплексами: породами складчатого фундамента, образованиями промежуточного тектонического комплекса и перекрывающими их (со стратиграфическим и угловым несогласиями) породами мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Доюрский комплекс.

В пределах лицензионного участка доюрские образования вскрыты на Поньжевой, Налимьей, Восточно-Моисеевской и Черталинской площадях и представлены отложениями промежуточного комплекса – эффузивно-осадочными образованиями триаса. В изучаемом районе присутствие отложений триасового возраста палинологически обосновано только на Налимьей площади (скв. 3 инт. 3536-3553 м, средний триас). Известняки, трещиноватые доломиты (наиболее перспективные для формирования залежей углеводородов) вскрыты восточнее и северо-восточнее лицензионного участка на Западно-Еллейской, Средне-Юлжавской, Черталинской и Северо-Черталинской площадях.

Юрские отложения – J

Юрская система подразделяется на заводоуковский и даниловский надгоризонты соответственно ранне-среднеюрского и средне-позднеюрского возрастов. Согласно региональной стратиграфической схеме нижней и средней юры ЗападноСибирской плиты (составлена коллективом авторов под научным руководством А.Э. Конторовича, 2002 г.) в составе нижне-

среднеюрских отложений выделяются урманская, тогурская, салатская и тюменская свиты.

Урманская свита (геттанг, синемюр, плинсбах) подразделяется на три подсвиты. Нижняя подсвита (геттанг-плинсбах) сложена разномышными полимиктовыми песчаниками, алевролитами с пропластками аргиллитов, у выступов фундамента - гравелитами. В ее составе выделяется песчаный пласт Ю₁₇. Отложения нижней подсвиты вскрыты на Налимьей, Поньжевой, Черталинской площадях. Возраст подсвиты обоснован по споро-пыльцевым комплексам как геттанг-синемюрский. Средняя подсвита (синемюр-нижний плинсбах) сложена преимущественно аргиллитами темно-серыми с пропластками алевролитов, песчаников, углей. Толщина подсвиты составляет 5-100 м. Верхняя подсвита (верхний плинсбах-низы нижнего тоара) представлена преимущественно песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. В базальной части залегают конгломераты, гравелиты, состоящие из обломков эффузивных пород различной окатанности. В ее составе выделяется песчаный пласт Ю₁₆. Толщина подсвиты составляет 10-43 м.

Тогурская свита (н. тоар) сложена аргиллитами темно-серыми, с прослоями черных битуминозных аргиллитов и с зеленоватыми прослоями алевролитов. Толщина ее в изучаемом районе составляет 10-40 м.

Урманская и тогурская свиты соответствуют нижней подсвите худосейской свиты.

Салатская свита (верхний тоар-аален) представлена переслаиванием алевролитов углистых с песчаниками серыми от грубозернистых до глинистых с остатками флоры. В ее составе выделяется песчаный пласт Ю₁₅. В кровле ее залегает угольный пласт У₁₄. Толщина подсвиты меняется от 35 до 110 м.

Тюменская свита (верхний аален-бат) подразделяется на три подсвиты. Нижняя подсвита (верхний аален – нижний байосс) мощностью от 0 до 130 м представлена переслаиванием глин серых, темно-серых, иногда с буроватым оттенком с алевролитами в верхней части и песчаниками в нижней, с

пропластками углей. В составе подсвиты выделяются пласты Ю₁₁₋₁₄. В её кровле залегает угольный пласт У₁₀ толщиной 10-15 м. Средняя подсвита (нижний байосс – верхний байосс) мощностью до 150 м представлена песчаниками серыми с буроватым оттенком, с прослоями алевролитов и углистых глин – в верхней части и неравномерным чередованием глин, алевролитов и песчаников – в нижней части. В составе подсвиты выделяются пласты Ю₇₋₁₀. В её кровле залегает угольный пласт У₆. Верхняя подсвита (верхний байосс – бат) мощностью 60 – 120 м представлена глинами серыми, пепельно-серыми, преимущественно алевролитистыми, чередующимися в сложном сочетании с глинистыми песчаниками и алевролитами, в наиболее погруженных частях отмечаются пропластки углей. В составе подсвиты выделяются пласты Ю₂₋₆. Общая мощность свиты 160-410 м.

В составе даниловского надгоризонта в районе работ выделяются васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Васюганская свита (келловей – верхний оксфорд, нижний киммеридж) подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, с буроватым оттенком, преимущественно тонкоотмученными, с остатками аммонитов и флоры, сформировавшимися в период келловейской трансгрессии. Верхняя подсвита представлена неравномерным переслаиванием буровато-серых песчаников, с прослоями карбонатных разностей, алевролитов и глин. В средней части подсвиты залегает межугольная пачка с реперным угольным пластом У₁. В составе подсвиты выделяются песчаные пласты Ю₁¹, Ю₁² надугольной и Ю₁³ и Ю₁⁴ подугольной пачек. Мощность свиты изменяется от 60 м до 90 м.

Георгиевская свита (киммеридж) образована темно-серыми и черными глинами, тонкослоистыми с включениями зеленого глауконита. В основании свиты выделяются глауконитовые песчаники барабинской пачки (пласт Ю₁⁰). Мощность свиты меняется от 0 м до 12 м.

Баженовская свита (волжский) образована аргиллитами черными и буровато-черными, в различной степени битуминозными, плитчатыми, редко

листоватыми, участками известковистыми и кремнистыми. Мощность свиты меняется от 20 м до 37 м.

Меловые отложения – М

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. В районе проектируемых работ ее мощность составляет 2300-2520 м. Система представлена всеми отделами и ярусами. Нижнемеловые отложения подразделяются на три свиты – куломзинскую, тарскую и киялинскую и частично входят в состав покурской свиты.

Верхнемеловые отложения представлены мощной толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на свиты: кузнецовская, березовская и ганькинская.

Палеогеновые отложения – Р

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой, люлинворской чеганской свит и континентальные отложения некрасовской серии.

Четвертичные отложения – Q

Отложения четвертичной системы представлены песками серыми, темно-серыми, мелко-среднезернистыми, реже – крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками, глинами буровато-серыми, с пропластками лигнита и почвенно-растительным слоем. Мощность отложений до 30 м.

Тектоника

В тектоническом отношении Поньжевый лицензионный участок расположен в юго-западной части Западно-Сибирской плиты, входящей в состав, по отложениям палеозоя, Монголо-Уральской складчатой области, отложения которой испытали влияние нескольких этапов тектогенеза: байкальский, салаирский, раннегерцинский. Согласно «Тектонической карте доюрского фундамента находится в пределах Центрально-Западносибирской складчатой системы герцинид, которая заложилась в начале девона на байкальском складчатом основании и приурочена к Уренгойско-Колтогорскому грабен-рифту.

Кроме геосинклинально-складчатых позднегерцинских структурно-формационных зон в состав Центрально-Западносибирской складчатой системы входит ряд срединных массивов и небольших блоков более древних складчатых систем. Один из них Межовский срединный массив. Межовский срединный массив состоит из основания байкальского возраста, сложенного метаморфическими и магматическими комплексами, и перекрывающего его чехла ранне - среднепалеозойского возраста.

Формации чехла представлены карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными толщами с телами эффузивов основного состава. Системой разломов массив разделяется на ряд блоков. Наиболее приподнятым является Межовский, в центральной части которого выходит крупнейший гранитный батолит и вмещающие его метаморфические комплексы. Опушенный блок перекрыт осадочными палеозойскими отложениями, образующими Нюрольскую палеозойскую впадину.

Северо-западнее площади лицензионного участка расположен Чекинский прогиб. Он является пограничной структурой типа краевого прогиба, расположенной между Центрально-Сибирской и Салымской складчатыми системами. Формирование его происходило в протоорогенном этапе развития. Он сложен эффузивами основного состава, андезитовыми порфирами, миндалекаменными кварцевыми порфирами. Выше залегает осадочная толща, представленная песчано-глинистыми породами среднего-позднего триаса. Максимальная толщина осадочно-вулканогенной толщи не менее 2 км.

На северо-западе структурные зоны позднегерцинской складчатости рассечены Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом, сформировавшимся в триасовую эпоху тектонической активизации (с которым связаны разломы северо-северо-восточного простирания). Он характеризуется значительной амплитудой прогибания (до 2 км) и большим объемом магматических образований. В рельефе складчатого фундамента ему соответствуют глубокие прогибы, над которыми в платформенном чехле развиты структуры типа желобов. В строении грабен-рифта принимают участие два структурно-

вещественных комплекса: собственно рифтовый, представленный интрузивными базитовыми образованиями и грабеновый, представленный преимущественно вулканогенно-осадочными породами. Четко выраженной границы между ними нет. В центральной части площадь работ сечет Большеюганский глубинный разлом северозападного простирания, который представлен серией разрывных нарушений.

Формирование платформенного чехла происходило в мезозойско-кайнозойское время при спокойном тектоническом режиме. Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» в структурном плане платформенного чехла лицензионный участок расположен в Нюрольской впадине (структура I порядка ЗСП). Включает структуры II порядка: на юге – Игольско-Таловый вал, на западе – Западно-Карайское днище и Федюшкинскую седловину, в центральной и северной части – Поньжевое днище, на востоке – Черталинскую седловину.

Согласно структурным построениям по горизонту II^а на Поньжевом лицензионном участке, в районе проведения сейсморазведочных работ, закартировано свыше 10 разноамплитудных локальных поднятий: Поньжевое, Северо-Поньжевое, Восточно-Поньжевое, Налимье, Восточно-Налимье, Глуховское, Северо-Глуховское, Южно-Глуховское, Восточно-Моисеевское, Хромовское, Загорное.

Нефтегазоносность

Поньжевый участок расположен в Нюрольском нефтегазоносном районе Каймысовской НГО. В его пределах открыто три нефтяных месторождения: Поньжевое, Глуховское и Налимье, и рядом с западной границей – Федюшкинское, а с южной – Игольско-Таловое.

Поньжевое месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, которое в свою очередь приурочено к западной части Нюрольской впадины. На месторождении пробурено три скважины: 300, 301 и 302. Выявленная залежь нефти приурочена к пластам Ю₁¹ и Ю₁³, разделена на две: западную (в районе скв.302) и восточную (в районе скв.300). В скв. № 300 из пласта Ю₁¹ на штуцере 1,2 мм был получен приток нефти 1,3 м³/сут., из пласта

Ю₁³ дебит нефти составил 0,48 м³/сутки (штуцер 2 мм); из песчаников Ю₁₄ - Ю₁₅ при депрессии Н_{дин.}=1749 дебит нефти составил 0,171 м³/сут. В скв. 302 из пласта Ю₁¹ был получен дебит нефти 1,2 м³/сут., а из пласта Ю₁³ – 0,16 м³/сутки. В скв. 301 при испытании этих же пластов притоков флюидов не получено («сухо»).

Нефтеносность Налимьего месторождения связана с пластом Ю₁¹ васюганской свиты. Пробурено четыре скважины (1, 3, 5 и 8). Нефтеносность пласта Ю₁¹ подтверждена только в двух (скв.1 и скв.3). Залежь пластовая сводовая, имеет размеры 3,6х1,5 км, высоту 8,4 м. В скв. 3 из пласта Ю₁¹ на штуцере диаметром 6 мм приток нефти составил 14., м³/сутки. В скв.1 дебит нефти на штуцере диаметром 4.0 мм составил 8.3 м³/сут.

Глуховское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, осложняющему западную часть Нюрольской мегавпадины. Пробурено четыре скважины, в пределах лицензионного участка находятся только две: №4 и №2. Р-2 явилась первооткрывательницей месторождения. Скважина пробурена в 1983 году на южном склоне поднятия. В пределах Глуховского месторождения выделяется две залежи: северная (район скважины 2) и южная (район скважины 4). Обе залежи пластово-сводовые. Размеры северной залежи – 3,6х1,5 км, высота – 19м, южной – 1,2х1,4 км, высота – 23 м. В скважине №4 получен приток из отложений баженовской свиты равный 0,39 м³/*сут на Н_{ср.дин.} - 955м.

Таким образом, основные перспективы нефтегазоносности Поньжевого л.у., в основном, связаны с отложениями верхнеюрского комплекса. Подчиненное значение имеют среднеюрский, нижнеюрский, доюрский и, возможно, нижнемеловой нефтетегазоносные комплексы.

Доюрский НГК связан, в основном, с зонами дезинтеграции пород в верхней части эрозионно-тектонических выступов доюрских образований. Восточнее района работ открыты Нижнетабаганское, Урманское месторождения, залежи которых связаны с трещинно-каверново-карстовыми и трещинно-порово-каверновыми органогенно-обломочными известняками и метасоматическими доломитами. Промышленные притоки углеводородов на

Герасимовском, Калиновом, Останинском, Северо-Останинском, Северо-Калиновом месторождениях, расположенных также восточнее лицензионного участка, получены из брекчированных, разуплотненных кремнистых и кремнисто-известняковых пород палеозоя. Незначительные притоки нефти из доюрских образований и коры выветривания получены на Глуховском месторождении в скважине 5, расположенной в пределах соседнего участка № 70-1.

Нижнеюрский НГК, залегающий в основании платформенного чехла, связан с продуктивными пластами Ю₁₇, Ю₁₆ и Ю₁₅, перекрываемыми тогурской и радомской глинистыми пачками соответственно, и распространен только в пределах палеопрогибов. В пределах участка нефтепроявления из базальных ниже-среднеюрских отложений получены на Поньжевой, Глуховской, Черталинской площадях. На Поньжевой площади (скв. 300) при совместном испытании пластов Ю₁₃ и Ю₁₄ получен непромышленный приток нефти ($Q_n=0.171 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Среднеюрские отложения повсеместно нефтеносны в Казанском нефтеносном районе, расположенном восточнее Поньжевого участка. На Казанском месторождении получены высокодебитные притоки газоконденсата из пластов Ю₂, Ю₃, Ю₄ и Ю₆. На Нижнетабаганском месторождении получены притоки нефти и газа из пластов Ю₃, Ю₄, Ю₅, на Герасимовском из пласта Ю₇, на Останинском из пластов Ю₃, Ю₅, Ю₈. Все эти месторождения связаны со сложнопостроенными неантиклинальными литологическими ловушками.

Верхнеюрский НГК связан с отложениями васюганской свиты и включает в себя продуктивные пласты Ю₁¹, Ю₁, Ю₁^{му} и Ю₁³⁻⁴. Этот НГК в пределах Нюрольского нефтегазоносного района является основным. В нем выявлены залежи на Игольско-Таловом, Карайском, Западно-Карайском, Налимьем, Глуховском, Поньжевом, Крапивинском, Тагайском, Моисеевском месторождениях.

В баженовской свите (продуктивный пласт Ю₀) отмечены признаки нефтенасыщения по керну и при испытании на Восточно-Моисеевской,

Поньжевой, Глуховской площадях. А также выявлена залежь нефти промышленного значения на Федюшкинском месторождении.

Нижнемеловой нефтегазоперспективный комплекс в Нюрольском НГР продуктивен на Южно-Черемшанском месторождении, расположенном в северной части НГР. На этом месторождении получены притоки нефти из пластов A_1 , A_{8-9} киялинской свиты и установлены нефтепроявления в виде пленок нефти в пластах B_{4-6} . На остальной части Нюрольского НГР нефтепроявлений в нижнемеловом НГК пока не выявлено.

ЮЖНО-ТАМБАЕВСКИЙ (№ 52) ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

Геолого-геофизические работы на территории Южно-Тамбаевского лицензионного участка № 52 и на смежных площадях до начала 60-х годов проводились, в основном, для выбора направлений и объектов нефтепоисковых исследований на юге Западной Сибири. Они включали в себя геологическую съемку масштаба 1:1000000 (1947-1949 гг.), аэромагнитную съемку масштабов 1:1000000 и 1:200000 (1949-1952 гг.), колонковое бурение (1956-1958 гг.), региональные профили МОВ и КМПВ (1957-1959 гг.) и гравиметрическую съемку масштабов 1:1000000 и 1:200000 (1957-1960 гг.). В результате этих работ были установлены общие черты геологического строения исследованной территории, и в качестве первоочередного объекта поиска углеводородов были определены юрские и меловые отложения платформенного чехла.

В период, включающий 1960-е и начало 1970-х годов, геолого-геофизические работы проводились с целью поиска и разведки антиклинальных структур в мезозойских породах. В результате выполненных работ были выявлены крупные тектонические элементы в составе доюрского фундамента, структуры первого и второго порядков в отложениях плитного чехла. Результатом площадных и детализационных сейсморазведочных работ МОВ стало уточнение границ крупных структурно-тектонических элементов,

а также выявление и подготовка к глубокому бурению ряда структур третьего порядка.

В рамках работ, направленных на изучение перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты, в пределах исследованной площади были выполнены аэросейсмические исследования ЗПВ масштаба 1:200000 (с/п 14/74 ТГТ), региональный профиль КМПВ по маршруту Тамбаевская -Западно-Останинская - Останинская - Мирная структуры (с/п 1, 3, 6, 9, 12/78-79 ТГТ, Карапузов Н.И., Лахно Г.В. и др.), аэромагнитная съемка масштаба 1:50000 (ам/п 38/78-79 Центральной геофизической экспедиции НТГУ), гравиразведка масштаба 1:50000 (г/п 21/80-81 ТГТ, Богачев С.Ф.), отработан региональный профиль МОГТ по маршруту Урманская - Герасимовская - Останинская - Пинджинская структуры (с/п 14/83-84 СибНГФ, Гайдебурова Е.А., Фирсова Т.К.) и несколько профилей методом вызванной поляризации (э/п 22/85-86, Исаев А.Н., Моисеев В.С.).

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в «Отчете о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 2D масштаба 1:50000, проведенных с/п 14/2006-07 в пределах Южно-Тамбаевского лицензионного блока № 52 в Парабельском районе Томской области» (ОАО «Сибнефтегеофизика»).

Стратиграфия

В геологическом строении района работ принимают участие терригенные отложения различного литолого-фациального состава мезозойско-кайнозойского платформенного чехла и в различной степени метаморфизованные и дислоцированные образования палеозойского (доюрского) складчатого фундамента.

Доюрские образования – PZ

На поверхность доюрского основания выходят ордовикские, силурийские, девонские, каменноугольные, пермские отложения и вулканогенные раннетриасовые образования. Палеозойский комплекс пород

рядом исследователей расчленен на несколько подразделений в ранге толщ и свит.

Павловская толща (мощностью более 230 м) средне-верхнего ордовика сложена пестроцветными песчаниками, аргиллитами, зеленоцветными линзовидно-слоистыми известняками, зеленоватыми доломитами, доломитизированными кремовыми глобулярными известняками, доломитовыми песчаниками и алевролитами. Ларинская толща представлена илистыми массивными известняками с редкими линзочками песчаников и алевролитов, с несогласием перекрытых аргиллитами, алевролитами и долеритами среднего девона.

Тип разреза силура, характеризующий бассейновые стадии, представлен двумя толщами: большеичской толщей, сложенной покровами основных эффузивов и прослоями туфов, и майзаской свитой, представленной светло-серыми, голубовато-серыми детритовыми, илистыми известняками и мергелями, реже аргиллитами, туфами и покровами эффузивов.

Девонские отложения на исследуемой территории разнообразны по фациальному составу, часто хорошо палеонтологически охарактеризованы и относятся к наиболее изученным в пределах участка: на Южно-Тамбаевской площади вскрыты породы, возраст которых датируется от позднефранского (D_3fr_2) до эмского (D_1e) яруса. Рифогенно-аккумулятивный тип разреза представлен в основании межовской свитой. Ее слагают белые и серые, зернистые и кристаллические, слоистые, слабо доломитизированные известняки, в подошве известковые песчаники, линзовидные биостромы. Стратиграфически выше в этом типе разреза залегает армичевская свита (мощность около 900 м). Далее без видимого перерыва залегает биазинская толща, сложенная черными, серыми, темно-серыми, крупноскелетными, массивными известняками с биогермами и биостромами. Между биазинской толщей и вышележащей герасимовской свитой фиксируется незначительный перерыв. Герасимовская свита разделена на три подсвиты и сложена серыми, кремово-серыми, массивными, крупно-, био- и литокластическими, иногда строматопоровыми известняками, иногда содержат пластовые тела

порфиристов. Лугинецкая свита мощностью до 850 м венчает разрез девона. Эти отложения представлены кремовыми, глобоидными, фораминиферовыми и водорослевыми известняками, включающими кроме названных групп организмов еще и конодонты.

На территории района исследований отложения, датируемые карбоном, представлены в основном морскими отложениями. Наиболее полно этот разрез, выделенный в кехорегскую свиту, вскрыт скважиной Северо-Калиновая-27 на соседнем (48) лицензионном участке. Свита сложена темно-серыми кремнистыми аргиллитами, мергелями, сланцами, радиоляритами, фораминиферовыми известняками, конодонтами и остракодами, указывающими на раннекаменноугольный возраст включающих их пород в объеме турнейского и визейского веков. Стратиграфически выше залегает табаканская свита состоит из известняков, кремнистых аргиллитов, спонголитов и гез и имеет мощность до 360 м. Средневазюганская свита сложена темно-серыми до черных известковистыми аргиллитами с подчиненными прослоями микрозернистых известняков с остракодовым детритом и фораминиферами, прослежена в скважине Северо-Калиновая-27.

Пермские отложения изучены очень слабо. Они вскрываются скважинами только на соседнем участке (Нижнетабаканская площадь), где в центральной части вскрыты отложения с флористическими остатками и неморскими двустворками. Они представлены сероцветными конгломератами, гравелитами, песчаниками и аргиллитами.

На юго-востоке Западной Сибири широкое распространение получили эффузивные отложения, сформировавшиеся в процессе раннетриасового рифтогенеза. Магматические отложения представлены оливковыми долеритами, однородными базальтовыми порфиритами

Юрские отложения – J

Согласно стратиграфической схеме в разрезе юрской системы выделены урманская, тогурская, салатская, тюменская, вазюганская (наунакская), георгиевская и баженовская свиты. По наличию региональных геологических

и сейсмических реперов выделены четыре комплекса: геттанг-нижнетоарский, верхнетоар-ааленский, байос-батский и келловей-волжский.

Урманская свита (J_1 ur) по материалам ГИС и особенностям литологической характеристики отчетливо делится на три подсвиты: нижнюю, соответствующую группе песчаных пластов $Ю_{17}$, среднюю - соответствующую глинистой пачке и верхнюю – группе песчаных пластов $Ю_{16}$. Толщина свиты достигает порядка 70 м.

Тогурская свита (J_1 tg) представлена лагунными и озерными с прослоями морских темно-серые, черные глины и аргиллиты, нередко битуминозные, с линзами и прослоями алевролитов и мелкозернистых песчаников. Мощность свиты может достигать 30-50 м. Комплекс контролируется отражающим горизонтом It.

Салатская свита (J_{1-2} sl) представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, имеет двучленное строение. В верхней части свиты залегает пачка аргиллитов и алевролитов с пластом угля $У_{14}$ в кровле. Нижняя подсвита представлена песчаным пластом $Ю_{15}$ и сложена средне- и крупнозернистыми песчаниками.

Выше по разрезу залегают отложения тюменской свиты (J_2 tm). Сложена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов, углистых аргиллитов и углей. В разрезе свиты выделяется ряд угольных пластов, в нижней части залегает наиболее мощный (реперный) – $У_{10}$. Пласты, как правило, неоднородны, с пропластками плотных аргиллитов и алевролитов. Литологически они сложены песчаниками светло-серыми, мелко-среднезернистыми от слабосцементированных до крепких, с обугленным растительным детритом, иногда с горизонтальной, косой и линзовидной слоистостью. По простираию песчаные пласты резко изменчивы, как по толщине, так и составу, иногда не выдержаны, имеют линзовидное строение. Мощность свиты может достигать 230 м и более.

Возраст тюменской свиты подтвержден палинологическим анализом. Так, в скважине 51 Широтной в интервале 2880,8-2887,2 м определен СПК

бат-байоса. Такой же возраст СПК определен в скважине 53 Широтной в интервале 2865,6-2892,2 м.

Васюганская свита (J_{2-3} vs) трансгрессивно залегает на континентальных отложениях тюменской свиты. По литологическому составу разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя представлена аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов, его толщина, как правило, составляет 10-30 метров.

Верхневасюганская подсвита представляет собой регионально нефтегазоносный горизонт $Ю_1$, сложенный мелководно-морскими, прибрежно-морскими и континентальными отложениями, в основном, песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов, аргиллитов и углей. Он, в свою очередь, подразделяется на две толщи, отличающиеся друг от друга литолого-фациальным составом – подугольную и надугольную. Подугольная толща представлена регрессивными песчаными пластами $Ю_1^4$, $Ю_1^3$. На ряде площадей эти пласты объединены и формируют единую песчаную толщу, индексируемую как $Ю_1^{3-4}$, сложены песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, слабо - и среднесцементированными, с прослоями крепких глинисто-известковистых, слюдистыми, с обугленным растительным детритом, с горизонтальной и косой слоистостью. Выше залегает трансгрессивная надугольная толща, которая имеет толщину 8- 20 м и прослеживается в разрезах всех площадей и месторождений данного района, залегает между угольным пластом $У_1$ (межугольной пачкой) и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты. Разрез надугольной пачки, как правило, содержит песчаные пласты $Ю_1^2$, $Ю_1^1$, формирование которых происходило в полифациальных условиях.

Маломощная и неустойчивая по простиранию георгиевская свита (J_3 gr) сложена глубоководными аргиллитами, иногда слабобитуминозными, содержащими различное количество алевроитового материала и редкие зерна глауконита. Толщина свиты колеблется в диапазоне 0-20 м.

Баженовская свита (J_3 bg) представлена глубоководно-морскими битуминозными аргиллитами темно-бурого цвета, плотными, крепкими, с раковистым изломом, участками плитчатыми, иногда карбонатизированными, с включениями пирита и обломков раковин белемнитов, брахиопод и пелеципод плохой сохранности. Ее мощность в пределах площади проектируемых работ составляет 24-32 м. Возраст свиты подтвержден палеонтологически по находкам морской фауны волжского (титон-берриас) возраста. К подошве свиты приурочен основной отражающий сейсмический горизонт Па.

Меловые отложения – К

Меловая система в составе платформенных отложений является наиболее полной и мощной. В районе проектируемых работ ее мощность составляет 2300-2520 м. Система представлена всеми отделами и ярусами. Нижнемеловые отложения подразделяются на три свиты – куломзинскую, тарскую и киялинскую и частично входят в состав покурской свиты.

Верхнемеловые отложения представлены мощной толщей морских, преимущественно глинистых пород и подразделяются на четыре свиты: покурскую, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую.

Палеогеновые отложения – Р

Палеогеновая система включает морские, в основном, глинистые отложения талицкой, люлинворской чеганской свит и континентальные отложения некрасовской серии.

Четвертичные отложения – Q

Отложения четвертичной системы представлены песками серыми, темно-серыми, мелко-среднезернистыми, реже – крупнозернистыми, иногда глинистыми, суглинками, глинами буровато-серыми, с пропластками лигнита и почвенно-растительным слоем. Мощность отложений до 30 м.

Тектоника

В тектоническом отношении район работ расположен в центральной части молодой Западно-Сибирской плиты (ЗСП). Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (Томская область)» под ред. В.

С. Суркова площадь приурочена к южной части Нижневартовского антиклинория.

Согласно схеме тектонического строения Западной Сибири, выполненной в ИГНГ СО РАН в 2000 году, 52 (Южно-Тамбаевский) лицензионный участок расположен в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины – промежуточной структуры II порядка, представляющей собой зону сочленения Лавровского мезовала и Пудинского мезоподнятия. На западе тектонический элемент ограничен крупной депрессионной зоной – Нюрольской мегавпадиной, на востоке небольшим по размерам Пудинским прогибом, переходящим далее на восток в Бакчарскую мезовпадину. В пределах мезоседловины выделено значительное количество локальных поднятий.

Наиболее крупными и контрастными структурами в пределах рассматриваемой территории являются Западно-Останинское и Герасимовское локальные поднятия. К юго-западу от Западно-Останинского расположено Герасимовское локальное поднятие, к северо-востоку – Маркинское, на севере – Сельвейкинское. К юго-западу от Сельвейкинского поднятия выделена Пельгинская НАЛ площадью 30 тыс.км².

К западу от рассмотренных выше Герасимовской, Западно-Останинской, Маркинской и Сельвейкинской площадей получил развитие пологий, осложненный серией куполов, моноклиальный склон, обеспечивающий постепенное погружение территории в направлении Нюрольской мегавпадины. К одной из террас, осложняющих моноклинал, приурочены купола Тамбаевской, Северо-Тамбаевской и Северо-Герасимовской структур.

В западной части выступа, осложняющего восточный борт Нюрольской впадины, выделяется Южно-Тамбаевское поднятие, осложненное двумя куполами. По подошве юры Южно-Тамбаевское поднятие делится на две части, причем его восточная часть раскрывается в сторону борта Нюрольской впадины.

Практически на южной границе лицензионного участка № 52 расположена небольшая вытянутая в широтном направлении депрессия –

Южно-Пудинский прогиб, разделяющий две зоны, имеющие принципиально разное тектоническое строение. Северный борт прогиба осложнен серией небольших по размеру поднятий, входящих в состав Широтной площади, и Западно-Широтной структурой, которая в структурном плане бажендовской свиты оконтурена на абсолютной глубине -2535 м, имеет площадь 6.8 км² и амплитуду 20 м.

В отложениях платформенного чехла, несогласно перекрывающих породы палеозоя, по сейсмическим данным прослеживаются отражающие горизонты: Па (подшва бажендовской свиты), Ia (низы тюменской свиты), III (низы покурской свиты), IVв (ипатовская свита), Va (подшва палеогеновых отложений).

Нефтегазоносность

Согласно существующей схеме нефтегазогеологического районирования юго-восточных районов Западной Сибири лицензионный участок № 52 входит в состав Пудинского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области.

В пределах участка расположено пять месторождений, два из которых находятся в промышленной разработке (Герасимовское и Западно-Останинское), остальные (Широтное, Тамбаевское, Южно-Тамбаевское) – находятся в разведке. Тамбаевское было открыто в 2002 году в рамках Программы геологоразведочных работ. Кроме того, на территории участка выделены две структуры с перспективными ресурсами категории С₃ (геол./извлек.): Южно-Маркинская 3,0/1,0 млн.т. и Амурская 5,98/1,2 млн.т.

В пределах лицензионного участка этаж нефтеносности существенно широк. Залежи углеводородов сосредоточены в нижней, средней, верхней юре, нефтегазоносном горизонте зоны контакта палеозоя и мезозоя (НГГЗК) и палеозое.

В доюрском комплексе интерес представляют отложения верхней части доюрских образований и коры выветривания в пределах сводовых частей приподнятых участков и их склонов. Именно в нем сосредоточены основные запасы Герасимовского нефтегазконденсатного месторождения. Пласт М

(кора выветривания) представлен глинисто-кремнистыми отложениями. Залежь пластовая литологически и тектонически экранированная с газовой шапкой, системой разломов делится на 4 блока (основной, западный, восточный и юго-западный), все они изолированные. В северном блоке содержатся основные запасы нефти, залежь имеет небольшую газовую шапку. Размеры залежи 8,8х3,6 км, высота – 165м. Средняя эффективная толщина – 8,2 м, газонасыщенная – 3,7 м. Залежь западного блока также пластовая тектонически и литологически экранированная с размерами 3,1х1,3 км и высотой 40 м. Залежь восточного блока пластовая тектонически экранированная, имеет размеры 4,7х2 км, высоту 47 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 14,2м. В юго-западной части месторождения вскрыта газовая залежь пласта М. Залежь находится в изолированном блоке и не имеет гидродинамической связи с другими залежами, размеры залежи 1,8х1,7км, высота 42м, средняя газонасыщенная толщина – 12м.

Признаки нефтегазоносности в этой части разреза зафиксированы на Широтном месторождении в скважине 51. При опробовании ИП совместно с коренным палеозоем получено 1,8 м³ нефти. При испытании последних в эксплуатационной колонне получен приток водонефтяной смеси дебитом 3,3 м³/сут (нефти 15%). Полученные притоки признаны непромышленными, на ГБ запасы не поставлены.

К отложениям коренного палеозоя приурочены залежи на Тамбаевском и Южно-Тамбаевском нефтяных месторождениях.

На Тамбаевском месторождении вскрыта карбонатная толща с прослоями хрупких гематитовых пород, при проходке которых отмечались обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора. Качественно была испытана только в скважине (Р-6), где получен приток нефти дебитом 90 м³/сут на 6 мм штуцере. Залежь массивная, стратиграфически экранированная, с размерами 0,8х1,1км, высотой 33м.

На Южно-Тамбаевском – залежь имеет ограниченные размеры, представлена массивными глинистыми биогермными известняками, приток нефти получен только в одной скважине и равен $81,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Перспективы нефтегазоносности ниже- и среднеюрских отложений связаны, прежде всего, с Герасимовским месторождением. В его пределах нефтяные залежи приурочены к пластам Ю₇, Ю₈, Ю₉, Ю₁₁, Ю₁₂, газовая залежь – к пласту Ю₂. Пласты имеют линзовидный характер распространения, типичный для пластов нижней части тюменской свиты, обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Дебиты нефти незначительные, не превышающие $2-3 \text{ м}^3/\text{сут}$ на динамических уровнях. Исключение составляет пласт Ю₁₁, при испытании которого получен приток нефти дебитом $4,5 \text{ м}^3/\text{сут}$ на шт. 3 мм.

На Широтном месторождении основная залежь приурочена к пласту Ю₁₆. Залежь является пластово-сводовой, литологически ограниченной, при испытании его в эксплуатационной колонне получен приток нефти $7,7 \text{ м}^3/\text{сут}$ на среднединамическом уровне 1000 м. Из вышележащего пласта Ю₁₅ получен незначительный приток газоконденсата ($5,2 \text{ м}^3/\text{сут}$), запасы не оценены. Эти же пласты испытаны на Тамбаевском месторождении. Получены незначительные дебиты нефти ($1,16$ и $0,24 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Главным нефтеперспективным объектом рассматриваемого участка является верхнеюрский горизонт Ю₁, именно в нем сосредоточены основные запасы УВ и большая их часть приходится на Западно-Останинское месторождение. Это нефтегазовое, многопластовое, сложнопостроенное месторождение. Залежи приурочены к пластам Ю₁¹⁺², Ю₁³, Ю₁⁴. Две последние залежи-нефтяные и одна – нефтегазоконденсатная (пласт Ю₁¹⁺²). В сводовой части пласта Ю₁¹ выявлена газовая шапка. По типу нефтяные залежи пластовые сводовые, нефтегазоконденсатная – пластовая сводовая литологически ограниченная. Наибольшей по размерам является залежь пласта Ю₁¹⁺² (размеры 8×7 км, высота залежи 56 м, размеры газовой шапки $1,5 \times 1,5$ км, высота 10 м), наименьшей – Ю₁⁴ (размеры 2×2 км, высота 18 м). В результате проведения значительного объема СРР было установлено

существенное расширение площади структуры в восточной периферийной части. С целью подтверждения этого прогноза в рамках Программы ГРП в 2007-2008гг были пробурены две скважины (450 и 452).

На Герасимовском месторождении также установлена промышленная нефтегазоносность всего горизонта Ю₁. Залежи Ю₁¹⁻², Ю₁³, Ю₁⁴ и Ю₁⁵ газоконденсатные, пластово-сводовые, литологически ограниченные. Дебиты газа и конденсата незначительные.

ГЕРАСИМОВСКИЙ (№ 14) ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Нефтегазоносность

Открыто в 1983 году бурением параметрической скважины 444, пробуренной на западном крыле и установившая газо- и нефтеносность пластов васюганской и тюменской свит. Первоначально скважина была пробурена как Западно-Останинская. В 1984 году по результатам бурения этой скважины и 1 Герасимовской были впервые подсчитаны и представлены в ЦКЗ запасы нефти и газа.

На их основе в 1985 году выполнен «Проект пробной эксплуатации», согласно которого на основном объекте эксплуатации (пласт М) планировалось разбурить два участка. После бурения первого куста скважин в южной части залежи работы были приостановлены в связи с не подтверждением контура нефтеносности. Задачи пробной эксплуатации были выполнены частично.

В 1996 году на заседание ЦКЗ представлены материалы по подсчету запасов нефти, газа и конденсата и технико-экономическое обоснование КИН (протокол ЦКР № 108 от 11.05.1996г). Базовым объектом разработки принят пласт М с основными запасами нефти. Газовые объекты в ТЭО КИН не рассматривались.

Основные запасы на месторождении сосредоточены в верхней части палеозойского разреза – пласте М, представленном глинисто-кремнистыми отложениями.

Системой разломов северо-западного простирания, выявленных сейсморазведочными работами в южной части палеозойского выступа, залежь разделяется на две неравноценные по площади части, одна из которых, в свою очередь, меридиональным разломом также делится на два блока. Залежи нефти, приуроченные к этим блокам, изолированы, подсчет запасов по ним произведен отдельно.

Северный (основной) блок. Залежь нефти вскрыта скважинами 117, 7, 8, 12. Водонефтяной контакт вскрыт в скважине 12 на отметке - 2754 м, он принят в северной части залежи. На юге залежь ограничена условным контуром на отметке - 2753 м, что соответствует подошве продуктивного пласта в скважине 8. С запада и востока залежь ограничена линиями замещения коллектора и тектоническими нарушениями. Залежь описываемого блока по типу стратиграфическая, пластово-массивная, литологически и тектонически ограниченная, с газовой шапкой, имеет размеры 6х2 км. Газовая шапка имеет размеры 1.25х0.75 км.

Газонефтяной контакт установлен на отметке - 2616 м (середина расстояния между нижней отметкой получения газа и верхней отметкой получения нефти).

Южный блок. Залежь нефти вскрыта скважинами 1, 5, 112 и 203. Отметка водонефтяного контакта не установлена, контур залежи условно проводится по подошве продуктивного пласта в скважине 5 на отметке - 2715 м. Со всех сторон, кроме северо-запада, залежь ограничена нарушениями. В южной части месторождения, в скважине 301 вскрыта газовая залежь. Согласно имеющейся на данный момент информации, залежь находится в изолированном блоке и не имеет гидродинамической связи с залежью нефти. Условный контур газовой залежи принят на отметке - 2671 м. Залежь стратиграфическая, пластово-массивная, литологически и тектонически ограниченная и тектонически экранированная. Геометрически залежь имеет неправильную, V-образную форму. Максимальная длина одной стороны 2 км, ширина перегиба 0.5 км.

Блок скважины 1118. В блоке пробурена одна скважина - 1118. С запада залежь ограничена разломом, с юга и севера - зонами отсутствия коллектора, на востоке - условным контуром на отметке - 2753 м. По типу залежь стратиграфическая, пластово-массивная, литологически и тектонически экранированная и тектонически ограниченная, имеет размеры 600х500 м.

Блок скважины 200. В этом блоке пробурена одна скважина - 200. Залежь ограничена с юга и запада разломами, с востока - разломом и линией выклинивания коллектора. На севере залежь является единой с основной. Скважина 200 вскрыла самую мощную толщу измененных пород, толщина эффективной части составила 38.2 м, нефтенасыщенной - 24.8 м. Водонефтяной контакт вскрыт в скважине 200 на наиболее гипсометрически низкой отметке -2785 м. Залежь блока стратиграфическая, пластово-массивная, литологически и тектонически экранированная, имеет длину 5 км, ширину 750 м. Согласно исследованиям [5] протяженные зоны улучшенных коллекторских свойств выявлены на западном и восточном склонах поднятия. Эти зоны прослеживаются с севера на юг, при этом наличие западной зоны не подтверждено данными бурения, в восточной зоне пробурены скважины 8, 200, вскрывшие пласт с наилучшими коллекторскими свойствами.

Нижележащие продуктивные пласты Ю₈, Ю₉, Ю₁₁ и Ю₁₂ имеют локальное распространение, три последние - неантиклинального типа литологически и стратиграфически экранированные. Дебиты нефти незначительные, не превышающие 2-3 м³/сут на динамических уровнях. Исключение составляет пласт Ю₁₁, при испытании которого получен приток нефти дебитом 4,5 м³/сут на шт.3 мм.

АЛЕНКИНСКИЙ (№ 54) ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность

Планомерное изучение геологического строения описываемого района и соседних территорий началось с проведения геологической съёмки в 1947 году. В 1952 году под руководством С.Б. Шацкого коллектив геологов ЗСГУ выполнил геологическую съёмку масштаба 1:1000 000 листа Р-44. Этими

работами установлено, что вся территория покрыта четвертичными отложениями, в долинах некоторых рек обнаружены выходы верхнетретичных отложений. По результатам выполненных исследований была осуществлена стратификация верхнемеловых, третичных и четвертичных отложений, а также установлены некоторые элементы тектоники. Так же, на первом этапе изучения геологического строения, проводились мелкомасштабные аэромагнитная и гравиметрическая съёмки, маршрутная и площадная сейсморазведка МОВ. В результате были выделены крупные структурно-тектонические элементы доюрского фундамента и осадочного платформенного чехла. Магнитометрическими и гравитационными исследованиями было установлено, что простирание магнитных и гравитационных аномалий, в основном, отражает простирание крупных тектонических элементов фундамента.

С 1974 года в изучаемом районе внедряется сейсморазведка МОГТ, сначала маршрутная, а затем площадная съёмка. Это позволило повысить помехоустойчивость, разрешающую способность, глубинность сейсмических исследований, а отсюда и качество структурных построений.

Работы МОГТ на поисковом этапе проводились, главным образом, на крупных антиклинальных структурах и поэтому распределены довольно неравномерно. Основной объём работ МОГТ сосредоточен на Кедровском к. п. и структурах Александровского свода.

Плотность сети профилей на территории 54 лицензионного участка изменяется от 1.2 км/км² в южной части участка работ и до 2.5 км/км² в районе Аленкинской, Меридиональной, Захарютинской и Новокомсомольской структур.

Силами АНГРЭ ОАО «Томскнефтегазгеология» ВНК в пределах лицензионного участка пробурен ряд разведочных и поисково-оценочных скважин. В результате этих работ были выявлены Алёнкинское и Малореченское месторождения, а на прилегающей территории - Хвойное.

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в отчете «Переинтерпретация материалов сейсморазведки 2D на Аленкинском

лицензионном участке № 54 ОАО «Томскнефть» ВНК». Отчет выполнен в ОАО «ТомскНИПИнефть».

Стратиграфия

В геологическом строении Аленкинского лицензионного участка № 54 принимают участие образования двух структурных комплексов - породы доюрского складчатого фундамента и толща терригенных отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

Доюрский комплекс

В пределах лицензионного участка и на прилегающих площадях доюрские образования представлены разнообразными по своему составу отложениями средне-верхнедевонского возраста. Это - метаморфизованные, карбонатные, карбонатно-углисто-глинистые, глинисто-кремнистые и эффузивные разности. Вскрыты доюрские образования скважинами на Аленкинской (103Р), Западно-Аленкинской (402Р), Комсомольской (111Р), Малореченской (121Р), Лесной (281Р, 282Р, 284Р, 285Р, 286Р, 287Р), Южно-Соснинской (1Р), Хвойной (1Р), Александровской (1Р, 2Р, 3Р, 10Р, 11Р) и Саймовской (1Р) площадях. Глубина вскрытия фундамента (коры выветривания) колеблется в широком диапазоне – от 2570 м в Лесной скважине 284Р, до 3437 м в Саймовской скважине 1Р. В некоторых скважинах на поверхности фундамента отмечается кора выветривания. Максимальная толщина доюрских образований вскрыта скважиной 1Р Саймовской площади и составляет 571 м.

Мезозойско-кайнозойский комплекс

Разрез мезозойско-кайнозойского осадочного чехла представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Юрская система (J)

Отложения юрской системы несогласно залегают на коре выветривания или на эрозионной поверхности фундамента и представлены всеми тремя отделами.

Значительная расчлененность рельефа поверхности доюрского фундамента определяет резкое изменение толщины юрских отложений (от 605 м в Саймовской скважине 1Р до 208 м в Малореченской скважине 121Р).

Тюменская свита (J_1t_2 - J_2cl_1)

На изучаемой территории тюменские отложения вскрыты на глубинах 2444 м (Александровская 1Р) – 2960 м (Саймовская 1Р). Формирование осадков тюменской свиты происходило в континентальных условиях, иногда в верхней части разреза встречаются прослои пород прибрежно-морского генезиса. Литологический состав свиты представлен ритмичным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями углей и углистых аргиллитов. В составе тюменской свиты выделяется нижняя, средняя и верхняя подсвиты.

Нижняя подсвита (верхний тоар-аален) развита в наиболее погруженных зонах и представлена углисто-глинисто-песчаной толщей, которая завершается углем U_{10} . В разрезе этой толщи выделяются группы песчаных пластов $Ю_{14}$, $Ю_{11-13}$ и разделяющие их глинистые и глинисто-углистые пачки. Сокращение толщины подсвиты наблюдается на склонах локальных поднятий, при полном их выклинивании в присводовых частях (скважина Малореченская 121Р). В пределах Аленкинского лицензионного участка нижняя подсвита вскрыта в скважинах Комсомольской 111Р, Аленкинская 103Р и Западно-Аленкинская 402Р, в которых определен возраст осадков (конец аалена - начало байоса) и представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников.

Отложения среднетюменской и верхнетюменской подсвит (байос-бат) формировались преимущественно в континентальных озерно-болотно-аллювиальных условиях, а также в обстановке береговых зон и заливов на стадии, когда рельеф в значительной степени был сnivelирован (пласт $Ю_2$). Условия осадконакопления предопределили в разрезе байоса развитие, в основном, глинистых и глинисто-углистых пород с редкими линзовидными прослойками песчаников ($Ю_{7-10}$), имеющих локальное распространение и характеризующихся значительной латеральной изменчивостью.

Васюганская свита ($J_2\ cl_2$ - J_3ox)

Формирование васюганской свиты происходило в морских и прибрежно-морских условиях и подразделяется на две подсвиты: нижнюю – глинистую и верхнюю – песчано-глинистую.

Нижневасюганская подсвита представлена трансгрессивными морскими осадками нижнего и среднего келловей и сложена аргиллитами темно-серыми до черных, слюдистыми, крепкими, плитчатыми, полосчатыми за счет светло-серых горизонтальных прослоев алевролитового материала. Верхневасюганская подсвита (средний-верхний келловей - оксфорд) формировалась в мелководно-морской обстановке и сложена она песчано-глинистыми породами с преобладанием песчаных разностей, количество которых вверх по разрезу значительно возрастает. К песчаным разностям верхневасюганской подсвиты приурочен продуктивный горизонт $Ю_1$, в котором выделяются подугольная регрессивная (пласты $Ю_1^{3-4}$ или $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$); межугольная ($Ю_1^m$) и надугольная (пласты $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ или $Ю_1^{1-2}$) пачки. Толщина свиты в пределах 70 м.

Георгиевская свита ($J_3\ km$)

Отложения свиты продолжают разрез верхней юры и согласно залегают на породах васюганской свиты. Накапливались осадки в относительно глубоководной части шельфа и представлены они аргиллитами однородными темно-серыми с зеленоватым оттенком, известковистыми, содержащими песчано-алевролитовую примесь и включения глауконита и пирита. Возраст георгиевской свиты соответствует кимериджскому времени осадконакопления. Мощность отложений составляет 1 - 6 м.

Баженовская свита ($J_3\ v$)

Отложения баженовской свиты имеют повсеместное распространение. Формирование их происходило в период тектонического покоя в глубоководном морском бассейне. Породы представлены темно-серыми, черными и буровато-черными аргиллитами, битуминозными, с включениями углистого детрита, иногда пирита.

Баженовская свита является региональным геологическим и геофизическим репером, а также региональной покрывкой для песчаников горизонта Ю₁ и нефтегенерирующей толщей. К подошве свиты приурочен региональный выдержанный опорный отражающий горизонт Па. Толщина свиты изменяется от 7 до 20 м.

Меловая система (К). Меловая система является наиболее значимой по толщине осадочных пород в составе платформенных отложений, мощность её составляет 1700-2600 м и представлена всеми ярусами как нижнего, так и верхнего отдела. В составе нижнего отдела снизу вверх выделяются куломзинская, тарская, вартовская, алымская и большая часть покурской свиты. В составе верхнего отдела выделяются верхняя часть покурской, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Палеогеновая система – Р. Палеогеновый комплекс отложений представлен морскими, преимущественно глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников и алевролитов и континентальными (в верхней части разреза), преимущественно песчано-алевритистыми образованиями. В составе морских отложений выделяются три свиты (снизу вверх): талицкая (палеоцен), люлинворская (эоцен) и чеганская (в.эоцен+н.олигоцен), а континентальная толща выделяется в некрасовскую серию (ср.+верх.олигоцен). Общая толщина палеогеновых отложений составляет 580-650 м.

Четвертичные отложения - Q

Четвертичные отложения представлены континентальными отложениями -серыми, желтовато-серыми глинами, суглинками, алевритами и песками. Толщина отложений - 20-40 м.

Тектоника

В тектоническом отношении Аленкинский лицензионный участок № 54 расположен в центральной части молодой Западно-Сибирской плиты (ЗСП), входящей в состав Урало-Сибирской платформы. Согласно структурно-тектоническому районированию фундамента Западно-Сибирской плиты территория лицензионного участка приурочена к юго-восточной части

Нижневартовского антиклинория и зоне его сочленения с Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом.

Доюрский фундамент ЗСП является гетерогенным складчато-блоковым сооружением. В его строении участвуют разновозрастные тектонические комплексы геосинклинального (унаследованного типа антиклинории и синклинории, инверсионные антиклинории, миогеосинклинали, срединные массивы), прото- (краевые, межгорные прогибы) и дейтероорогенного (наложенные впадины), плитного, а также рифтового генезиса. Наиболее контрастно выделяются дорифейский, рифейский, венд-силурийский, девонско-верхнетриасовый мегакомплексы.

Нижневартовский антиклинорий является зоной инверсионного типа развития, которая представлена карбонатно-терригенной формацией значительной мощности. Антиклинорий представляет собой приподнятую зону складчато-блоковых сооружений позднегерцинского возраста (Сурков В.С., Жеро О.Г., 1981 г.).

Отложения собственно платформенного чехла с угловым и стратиграфическим, либо только стратиграфическим несогласием, перекрывают складчатые образования палеозойского фундамента. Структуры мезозойско-кайнозойского чехла являются структурами унаследованного развития, т.е. они развивались на положительных или отрицательных формах рельефа фундамента, унаследовав их структуру.

В рассматриваемом районе к надпорядковым структурам (0 порядка) относятся Хантейская гемиянтеклиза и Колтогорско-Нюрольский желоб. С юга и юго-запада антеклизы граничит со значительной по размерам депрессионной зоной – Мансийской синеклизой, с севера – мегамоноклиной, переходящей в Надым-Тазовскую синеклизу, а с востока – с серией надрифтовых прогибов, наиболее крупным из которых является Колтогорский мезопргиб.

В составе надпорядковой положительной структуры помимо Нижневартовского свода выделены Сургутский свод, Варьеганский, Айтульский и Тагринский валы.

Нижневартовский свод оконтурен в рельефе баженовской свиты на отметке минус 2540 м и имеет площадь 12570 км². Амплитуда структуры составляет 250 м. В пределах

Нижневартовского свода выделено 6 структур третьего порядка, из которых 5 -положительные и 1 - отрицательная.

В восточной части свода расположено Советско-Соснинское куполовидное поднятие, площадь которого составляет 540 км². Тектонический элемент имеет изометричную форму, имеет амплитуду 50 м. В южной части Нижневартовского свода выделена Малореченская впадина, западная граница которой совпадает с восточным окончанием Зайцевского вала. Последний несколько вытянут в северо-северо-западном направлении. В северной части свода расположено незначительное по размерам Урьевское куполовидное поднятие.

Отрицательной надпорядковой структурой в исследуемом районе является Колтогорско-Нюрольский желоб, который «рассекает» территорию Томской области в северо-северо-восточном направлении. Расположен он к востоку от Нижневартовского и Каймысовского сводов и объединяет серию депрессий различных порядков.

В качестве самостоятельных тектонических элементов, осложняющих непосредственно желоб, выделено 4 разнопорядковых структуры: Колтогорский мезопрогиб, Черемшанская мезоседловина, Нюрольская мегавпадина, и Западно-Крапивинский прогиб.

Колтогорский мезопрогиб, расположенный в северной части желоба, вытянут в северо-северо-восточном направлении. Мезопрогиб имеет линейную форму и относительно простое строение. Центральная часть депрессии выделена в качестве самостоятельной структуры III порядка - Ильяжского прогиба, на севере Колтогорский мезопрогиб ограничен незначительной по площади Дальнестрежевской седловиной.

Аленкинский лицензионный участок расположен на юго-восточном склоне Нижневартовского свода (восточнее Малореченской впадины). Склон Нижневартовского свода осложнен целым рядом локальных поднятий

(Аленкинское, Западно-Аленкинское, Малореченское, Южно-Соснинское, Захарютинское, Комсомольское).

Нефтегазоносность

Алёнкинский лицензионный участок № 54 приурочен к Нижневартовскому нефтегазоносному району (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области (НГО). Нижневартовский НГР контролируется одноименной положительной структурой первого порядка - Нижневартовским сводом.

В пределах Нижневартовского НГР к настоящему времени выявлен ряд нефтяных месторождений: Советское, Стрежевское, Малореченское, Хвойное, Квартовое, Матюшкинское, расположенных на территории Томской области и Былинское, Полуденное, Западно-Полуденное, Мохтиковское нефтяные месторождения в Тюменской области.

На территории 54 лицензионного участка находится, разрабатываемое с 1985 года, Малореченское нефтяное месторождение, перспективное Аленкинское месторождение.

Доюрский нефтегазоносный комплекс. В пределах Нижневартовского НГР промышленная нефтеносность в доюрском комплексе установлена только на Медведевской площади, расположенной севернее площади Аленкинского лицензионного участка. При испытании скважины 6Р из интервала 2690,0 – 2734,0 м получен приток нефти дебитом 88,2 м³/сут с незначительным количеством воды.

Нижнеюрский нефтегазоносный комплекс. В полном объеме отложения нижнеюрского нефтегазоносного комплекса вскрыты на Приколтогорской площади, расположенной южнее лицензионного участка. В скважинах 1Р, 2Р на Приколтогорской площади из базального пласта Ю₁₇ при испытании получены притоки нефти дебитами 1,1 и 1,17 м³/сут при Н_{дин} = 340 и 1167 м, соответственно. На Хвойной площади, находящейся южнее лицензионного участка № 54, в скважине 1Р из интервала залегания песчаного пласта Ю₁₅ (верхний тоар) получен приток нефти и пластовой воды дебитами 1,34 м³/сут и 4,17 м³/сут при Н_{дин} = 1190 м.

На Аленкинском лицензионном участке нефтегазоносность нижнеюрских отложений не доказана.

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс. Комплекс включает песчаные пласты Ю₁₄-Ю₂ тюменской свиты, нефтегазоносность выявлена на Квартовой и Медведевской площадях. На Квартовой площади, расположенной южнее Аленкинского лицензионного участка, при испытании скважины 3Р из интервала залегания пласта Ю₁₃ получены притоки газа, конденсата и воды. Дебиты на 8 мм штуцере составили – газа 3,5 тыс м³/сут, конденсата 8,5 м³/сут, воды 1,5 м³/сут. На Медведевской площади, расположенной севернее, нефтеносным является пласт Ю₂. В скважине 7Р при испытании из интервала 2521,0 – 2528,0 м получен приток нефти дебитом 6,4 м³/сут и небольшое количество воды.

Непосредственно на Аленкинском лицензионном участке нефтегазоносность среднеюрских отложений не доказана.

Верхнеюрский нефтегазоносный комплекс. В Нижневартовском НГР в горизонте Ю₁ открыты Стрежевское, Медведевское, Малореченское, Хвойное, Квартовое, Матюшкинское нефтяные месторождения. Непосредственно на территории Аленкинского лицензионного участка находится Малореченское месторождение. В большинстве случаев продуктивными являются песчаники надугольной пачки (пласты Ю₁¹⁻²), на Малореченском же месторождении нефтеносны и песчаники подугольной толщи (проиндексированы как пласт Ю₁²). На Мохтиковской площади продуктивность связана с песчаниками межугольной толщи.

На Аленкинском месторождении при испытании пласта Ю₁³⁻⁴ в скважине 101Р, пробуренной в своде структуры, получен приток воды с пленкой нефти.

Залежь пласта Ю₁¹ пластово-сводовая, литологически ограниченная, размером 10,5×5 км. Высота залежи составляет 55 м. Водонефтяная зона составляет 31,4 % и занимает площадь 13,5 км². Залежь пласта Ю₁² пластово-сводового типа с размерами 7,3×3,5 км и высотой 37 – 63 м. Водонефтяная зона занимает площадь 11,65 км² и составляет 53,8 % залежи. Пласты Ю₁¹ и

Ю₁² характеризуются достаточно большой литологической неоднородностью, выражающейся в быстрой смене по разрезу крупно-среднезернистых песчаников мелко-среднезернистыми, а также в появлении в теле песчаного коллектора маломощных (0,1 - 1,5 м) линз и прослоев плотных, тонкозернистых алевритистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. В.Б. Белозеров и А.В. Разин с соавторами, по данным геофизических исследований и литологическим особенностям, на Малореченском месторождении выделили, в пределах пласта Ю₁¹, пропластки А, Б, В и Г, а в Ю₁² – А и Б. Пропастки А, Б в пределах обоих пластов являются эффективными, нефтенасыщенными. Пропастки В и Г - невыдержаны, зачастую проявляются в виде водонасыщенных линз в непроницаемом прослое между пластами Ю₁¹ и Ю₁².

Меловой нефтегазоносный комплекс.

Промышленные залежи выявлены на Советском, Полуденном, Западно-Полуденном, Былинском и Аленкинском месторождениях. Советское нефтяное месторождение является многопластовым, стратиграфический диапазон от аптского яруса до отложений коры выветривания. Этаж нефтеносности составляет 1100 м. Основные залежи приурочены к пластам БВ₈ (верхи мегионской свиты) и АВ₁ (алымская свита). Дебиты нефти из пласта БВ₈ на 8 мм штуцере составили 107 - 169 т/сут, из пласта АВ₁ до 150 т/сут. Кроме этого нефтеносность установлена в отложениях вартовской свиты (пласты БВ₆-БВ₀ и АВ₇-АВ₆, АВ₄-АВ₂).

В пределах 54 лицензионного участка находится Аленкинское нефтяное месторождение, которое было открыто скважиной 101Р, пробуренной в сводовой части поднятия, где из отложений нижнего мела (пласт Б₁₀) в интервале глубин 2151 - 2155 м (а.о. – -2068 – -2070 м) на 8 мм штуцере получен приток нефти и воды дебитом 20 м³/сут и 48 м³/сут, соответственно. По типу залежь относится к пластово-сводовой, водоплавающей.

КУЛЬ-ЕГАНСКИЙ (№56) ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

Планомерное изучение геологического строения территории Александровского нефтегазоносного района началось в конце 40-х годов.

Изученность западных районов Александровского НГР сейсморазведочными работами МОГТ неравномерная. Сейсморазведочные работы МОГТ 2-D в исследуемом районе проводятся с 1979 г. Основной объем профилей отработан Томским геофизическим трестом. В течение трех сезонов в 2002-2005 гг. на территории участка сейсморазведочные работы МОГТ проводились ОАО «Самаранефтегеофизика». Следует отметить, что в процессе проведенных исследований был выполнен анализ геолого-геофизических материалов по лицензионному участку №56, который выступал в качестве основного объекта исследований, и по сопредельным территориям, в первую очередь, по лицензионному блоку № 110, примыкающему к участку №56 с востока. Общий объем временных разрезов МОГТ, вошедших в анализ, составил 6714 км, в том числе непосредственно по участку №56 – 4654 км. Средняя плотность сети сейсмических профилей в пределах участка №56 составляет 1,33 км/км².

На данный момент в пределах исследуемой территории пробурено 22 скважины на 7 объектах: 4 на Александровской площади, 3 – на Южно-Александровской, 2 – на Чапаевской, 6 – на Сутыгинской. Сейсмокаротаж проводился в скважинах №№ 1, 4, 6 -Куль-Еганской площади, №1-Чапаевской площади, №1-Ильяжской площади.

Сведения о сейсмических работах прошлых лет приведены в отчете «Проведение поисково-детальных сейсморазведочных работ МОГТ-2Д масштаба 1:50000 в Томской области на Куль-Еганском лицензионном блоке». Работы выполнены ОАО «Самаранефтегеофизика», 2001-02 гг.

Стратиграфия

Вскрытый геологический разрез представлен доюрскими образованиями фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Доюрский комплекс

Доюрские отложения вскрыты 16 скважинами. Представлены они в различной степени метаморфизованными эффузивами основного состава – базальтовыми порфиритами, долеритами триасового грабен-рифтового комплекса (Александровская площадь), и эффузивами кислого состава, аргиллитами, глинистыми, кварцево-сланцево-амфиболовыми сланцами, глинистыми известняками, известняками, прорванными дайками диабазов и телами сиенитов, монзонитов и гранитов, метасоматически изменёнными породами палеозойского геосинклинально-складчатого комплекса. В скважине 1 Александровской площади вскрыта кора выветривания, развитая по палеозойским породам. К кровле палеозойских образований приурочен отражающий горизонт Φ_2 .

Мезозойско-кайнозойские отложения

Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол сложен циклично чередующимися континентальными и морскими толщами.

Юрская система (J)

Отложения нижней юры, пронизываемая составляющая которой представлена пластами Ю₁₆, Ю₁₇, формировались преимущественно в континентальных условиях и представлены осадками геттанского, синемюрского, плинсбахского и тоарского ярусов (урманская, тогурская свиты).

Озёрные, аллювиальные, пойменные, иногда болотные и пролювиальные породы урманской свиты, представленные песчаниками и аргиллитами, и глинистая толща тогурской свиты залегают с угловым и стратиграфическим несогласием на палеозойских породах и эффузивно-осадочных образованиях триаса. В пределах участка нижнеюрские отложения распространены в наиболее погруженных его частях – в Колтогорском мегапрогибе и переходных зонах от мегапрогиба к Александровскому своду (по В.А. Конторовичу, 2000г). В сторону мегапрогиба мощность их увеличивается, согласно данным Черновой О.С. (ТПУ) от 0 (граница выклинивания) до десятков метров в районе Северо-Сутыгинской площади. На территории

участка максимальная толщина тогурских глин по данным О.С. Черновой составляет 16 м (скв.2, Северо-Сутыгинская площадь). Отложения нижней юры занимают западную часть площади участка, протягиваясь полосой с севера на юг.

Среднеюрские отложения ааленского, байосского и батского ярусов тюменской свиты относятся к угленосной терригенно-полимиктовой формации. Континентальные осадки представлены русловыми, пойменными, озёрно-болотными фациями. В литологическом отношении, это переслаивание аргиллитов, углистых аргиллитов, алевролитов, глинистыми алевролитов, песчаников, и углей. Для свиты характерна довольно резкая фациальная изменчивость по латерали. Слагающие её песчаные пласты литологически неустойчивы, часто имеют линзовидную форму и ограниченное пространственное распространение. Наиболее полный разрез этих отложений вскрыт скважиной 2 на Куль-Еганской структуре – 487 м (западная часть площади участка 56). В восточном направлении, по мере перехода Колтогорского мегапрогиба в склон Александровского свода, мощность свиты уменьшается до 100-200 м.

К кровле тюменской свиты приурочен отражающий горизонт I_b .

Среднеюрский (келловей) и верхнеюрский (оксфор-волжский) комплексы представлены отложениями васюганской, георгиевской и баженовской свит. Литологический состав васюганской свиты характеризуется переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников, отмечаются угольные прослои. В основании свиты залегает прибрежно-морской песчаный пласт $Ю_2$, перекрытый пачкой глин нижневасюганской подсвиты, сформировавшихся в период келловей-оксфордской трансгрессии. Выше залегает песчаный горизонт $Ю_1$, который делится пластом угля или маломощной толщей переслаивающихся пластов и прослоев углей, песчаников, алевролитов и аргиллитов континентального происхождения на две толщи. Нижняя, подугольная, включает пласты песчаников $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$; верхняя, надугольная, содержит песчаные пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$. На площади участка 56 песчаные пласты горизонта $Ю_1$ фиксируются не в полном объёме.

Наиболее полный разрез вскрыт на Куль-Еганской площади. В разрезе скважины 221 Полуденной площади надугольная толща горизонта Ю₁ с пластами песчаников Ю₁¹ и Ю₁² отсутствует. Вскрыты только песчаные пласты подугольной толщи Ю₁³ и Ю₁⁴. Мощность песчаных пластов горизонта Ю₁ изменяется от 0 до 15 м; обычно – 4-8 м. В пределах территории участка мощность васюганской свиты изменяется от 83 м на восточном борту Колтогорского мегапрогиба (Куль-Еганская площадь, скважина 2) до 49-65 м на Полуденной площади.

Образования георгиевской свиты соответствуют кимериджскому времени осадконакопления и представлены аргиллитами темно-серыми, содержащими песчано-алевролитовую примесь и глауконит. Наиболее значительные толщины свиты (7-4 м) отмечаются в западных, гипсометрически погруженных, зонах участка. В восточном направлении отмечается сокращение свиты до полного выклинивания.

Битуминовые аргиллиты баженовской свиты волжского возраста распространены на всей территории участка. Формирование осадков происходило в относительно глубоководном юрском бассейне. Толщина свиты составляет 13-20 м. К подошве баженовской свиты приурочен отражающий горизонт Па.

Меловая система (К)

В пределах исследуемой территории отложения меловой системы представлены двумя отделами – нижним и верхним. В составе нижнего отдела выделяются куломзинская, тарская, вартовская (объединяемые в неоком) и алымская свиты. В составе верхнего отдела выделяются покурская, кузнецовская, березовская и ганькинская свиты.

Разрез верхнего мела представлен морскими глинистыми осадками кузнецовской (турон), преимущественно песчаными отложениями ипатовской (коньяк-сантон), глинами славгородской (кампан) и ганькинской (маастрихт-датский) свит. Толщина верхнемеловых отложений составляет 180 -200м.

Палеогеновая система

Нижне-среднепалеогеновый разрез (талицкая, люлинворская, чеганская свиты) сложен морскими тёмно-серыми глинами с прослоями опоковидных глин и линзами песчаников. В позднепалеогеновое время (некрасовская серия) произошла смена обстановки осадконакопления. Отложения формировались в озёрных, озёрно-аллювиальных, озёрно-болотных условиях. Представлены они чередованием песков, алевролитов, глин с прослоями бурых углей.

Со стратиграфическим несогласием на образованиях палеогена залегают четвертичные отложения. Они характеризуются переслаиванием серых песков, глин, суглинков и супесей.

Тектоника

В тектоническом отношении лицензионный участок №56 расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Фундаментом плиты является палеозойский комплекс пород, чехлом – мезозойско-кайнозойские отложения. В погружённых частях территории между фундаментом и чехлом выделяются нижнемезозойские (триасовые) образования промежуточного комплекса.

На тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты масштаба 1:500000 под редакцией Суркова В.С. (1981 г.) территория участка 56 расположена в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской системы позднегерцинской складчатости. В северо-западной части участка в качестве самостоятельной структурной единицы выделен раннемезозойский Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, выполненный терригенными и вулканогенными породами основного и кислого состава.

Согласно схеме тектонического строения осадочного чехла Западной Сибири, построенной в ИНГГ СО РАН, исследуемая территория входит в состав положительной надпорядковой структуры - Обь-Васюганской гряды.

Площадь блока 56 расположена на сочленении трёх структур I порядка – юго-западной части Александровского свода, северной – Средневасюганского мегавала и восточного борта Колтогорского мегапрогиба. Структуры II порядка – Полуденный вал, Северо-Васюганское

куполовидное поднятие и Ильякский прогиб находятся в северо-восточной, юго-восточной и юго-западной частях площади, соответственно. К настоящему времени на территории блока выявлено 30 структур третьего порядка, 20 из которых приурочены к Александровскому своду, одна – к Средневасюганскому мегавалу и 9 - Колтогорскому мегапрогибу.

Обь-Васюганская гряда – надпорядковая структура, площадью 24000 км², вытянута в северном направлении и имеет “грушеобразную” форму. В рельефе баженовской свиты структура оконтурена на отметке -2480 м и осложнена двумя положительными структурами I порядка – Александровским сводом и Средневасюганским мегавалом, двумя положительными структурами III порядка – Коликъеганским валом и Западно-Александровским выступом и одной отрицательной структурой III порядка - Северо-Александровским прогибом. В рельефе доюрского основания Обь-Васюганская гряда имеет аналогичное строение.

Александровский свод, расположенный в северной части надпорядковой положительной структуры, в рельефе баженовской свиты контролируется изогипсой -2380 м, имеет площадь 10820 км² и амплитуду 360 м. В рельефе доюрского основания амплитуда структуры, ограниченной на глубине 2800 м, возрастает более чем в 2 раза и составляет 780 м. В качестве самостоятельных тектонических элементов в состав Александровского свода входят: Трайгородский мезовал, Окуневский вал, Полуденный и Западно-Александровский выступы.

Трайгородский мезовал, являющийся наиболее крупной структурой Александровского свода, имеет линейную форму и вытянут в северном направлении. Мезовал осложнен тремя положительными структурами III порядка – Охтеурским, Вахским куполовидными поднятиями и Криволуцким валом. Форма, размеры и контрастность Криволуцкого вала определяются его приуроченностью к эрозионно-тектоническому выступу доюрского основания, сложенному гранитоидными породами -Криволуцкому батолиту. В рельефе доюрского основания амплитуда структуры, контролируемой изогипсой, проведенной на отметке -2520 м, достигает 500 м.

К западному склону Александровского свода, ограниченному серией тектонических нарушений, примыкает полузамкнутая положительная структура Западно-Александровский выступ. Тектонический элемент представляет собой террасу, осложняющую зону моноклинального погружения структурной поверхности в направлении Колтогорского мезопрогиба. Конфигурация объекта полностью повторяет очертания Полуденного выступа, входящего в состав Александровского свода и примыкающего с запада к южной части Трайгородского мезовала. Очевидно, что условия формирования этих тектонических элементов также аналогичны и связаны с относительным воздыманием Александровского свода в целом, и его осевой части -Трайгородского мезовала, в частности, в постюрское время. В пределах полузамкнутой части с севера, запада и юга Полуденный и Западно-Александровский выступы ограничены, соответственно, изогипсами -2320 м, -2440 м, с востока – линиями резкой смены градиента структурной поверхности.

В рельефе доюрского основания Западно-Александровский выступ, контролируемый изогипсой -2840 м, уменьшаясь в размерах до 640 км², в целом сохраняет очертания. Выделенному в структурном плане баженовского горизонта Полуденному выступу в рельефе доюрского основания соответствует замкнутая структура III порядка - Полуденное куполовидное поднятие, характеризующиеся следующими параметрами: площадь -350 км², амплитуда - 140 м, оконтуривающая изогипса -2620 м.

Нефтегазоносность

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (А.Э. Конторович, 2001 г.) 56 лицензионный участок входит в состав Александровского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. Наибольший интерес в отношении нефтегазоносности рассматриваемой территории представляют верхнеюрские и нижнемеловые отложения. По Куль-Ёганскому лицензионному участку учтена одна перспективная

площадь, подготовленная для глубокого бурения (Анкинская) с ресурсами нефти категории C_3 (геологические/извлекаемые) – 1800/400 тыс.т.

По оценке А.Э. Конторовича (на 01.01.1999г.) ресурсная база лицензионного участка №56 выглядит следующим образом: запасы категорий $A+B+C_1$ составляют 1640 тыс.т, нефти. Оцененные запасы категории C_2 составляют - 6912 тыс.т, нефти. Основная часть начальных извлекаемых перспективных ресурсов углеводородов категории C_{3+D_1} в пределах участка связана с меловым 19266 тыс.т (49%) и верхнеюрским НГК – 13367 тыс.т (33%). Количество выявленных извлекаемых запасов УВ категории C_1+C_2 в верхнеюрском и нижнемеловом комплексах соответственно составляет 5675 и 4027 тыс.т. Прогнозные и перспективные извлекаемые ресурсы средне- и нижнеюрского НГК существенно меньше – 2982 (7%) и 4104 (10%) тыс. т. На НГГЗК приходится 412 (1%) тыс. т.

В пределах лицензионного участка открыто четыре нефтяных месторождения: Даненберговское, Полуденное, Куль-Еганское и Чапаевское.

Даненберговское месторождение (Южно-Александровская площадь) нефти открыто в 2004 году бурением скважины №6. Южно-Александровская структура подготовлена к глубокому бурению по результатам площадных работ МОГТ–2D, выполненных с/п 2,13/85-86 Томского геофизического треста. Структура осложнена серией разрывных нарушений, которые отмечены по всем продуктивным пластам. Нефтеносность месторождения связана с верхнеюрскими (пласт $Ю_1^{1-2}$ васюганской свиты) и нижнемеловыми (пласт B_{16-20} куломзинской, пласт B_0 тарской и A_6 вартовской свит) отложениями.

Залежь пласта A_6 пластовая сводовая с размерами 5,9х4,4 км, высотой 24 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 3,2 до 3,8 м. Испытан только в одной скважине (Р-6), при испытании был получен приток нефти с пластовой водой дебитом 55 м³/сут (воды 50 %) на 8 мм штуцере. За пределами лицензионного участка (Проточный-2) учтены запасы нефти категории C_2 .

Залежь пласта B_0 пластовая сводовая, размеры 6,5х4,7 км, высота залежи 32 м. Пласт испытан только в одной скважине (Р-6), при совместном испытании пластов A_6 и B_0 получен приток дебитом 96 м³/сут (воды 28 % - межколонный переток) на 8 мм штуцере. Залежь разбита разломом на две части и находится на границе с лицензионным участком Проточный-2.

Залежь пласта B_{16-20} ограничена разломами меридионального простирания и имеет размеры 9х1,8км и высоту 25 м. Испытан только в одной скважине (Р-6), из пласта B_{16-20} получен приток нефти дебитом 1,55 м³/сут на среднединамическом уровне 2103 м. Все запасы залежи отнесены к категории C_2 .

Залежь пласта $Ю_1^{1-2}$ пластовая сводовая литологически экранированная в юго-западной части, размеры 9,7х4,9км, высота 28 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 7,0 до 12,0 м. Испытан в двух скважинах (Р-6 и Р-4), дебиты нефти составили 5,5 м³/сут на среднединамическом уровне 1770 м и 3,3 м³/сут на переливе соответственно.

В 2010 году пробурена поисково-оценочная скважина 7, которая подтвердила нефтеносность уже стоящих на балансе залежей и выявила ряд новых.

Полуденное месторождение нефти открыто бурением скважины 221, заложенной в своде одноименного локального поднятия. Выявлено и детализировано сейсморазведочными работами МОВ в 1965-1966 гг. Промышленная нефтеносность месторождения связана с пластом $Ю_1^3$ васюганской свиты. При испытании его в скважине 221 получен пульсирующий приток нефти дебитом 3,2 м³/сут на штуцере 2,8 мм. В двух последующих скважинах пласт либо оказался бесперспективным, либо водонасыщенным. Залежь пластовая сводовая, размеры залежи 5,5х4,0км, высота 60 м. Эффективные толщины меняются от 3,6 до 12,2 м.

В 2002–2003 гг. на 56 лицензионном участке проведены сейсмические работы МОГТ-2D (сейсмопартии 3,4/02-03 ОАО «Самаранефтегеофизика»), охватившие и Полуденное месторождение. По новым данным поднятие представляет собой вытянутую в северном направлении структуру,

осложненную рядом локальных куполов и серией молодых разрывных нарушений преимущественно северного направления. Продуктивная скважина 221 пробурена в южном локальном куполе, остальные скважины расположены за ее пределами.

Куль-Еганское месторождение нефти приурочено к одноименному поднятию, которое осложняет восточную прибортовую часть Колтогорского мегапрогиба, разделяющего две крупные положительные структуры 1-го порядка – Нижневартовский и Александровский своды. Поднятие выявлено работами МОВ в 1961 г, детализировано и подготовлено к глубокому бурению в 1971 г. В результате бурения 5 скважин на Куль-Еганском локальном поднятии открыта залежь нефти в пласте Ю₁¹ васюганской свиты весьма ограниченных размеров. Залежь нефти литологически экранированная в северо-восточном, восточном и южном направлениях, где пласт замещен глинисто-алевролитовыми разностями пород. Извлекаемые запасы нефти по категории С₁ составляют 337 тыс.т., по категории С₂ – 1727 тыс.т.

Чапаевское месторождение открыто в 1989 году бурением скважины 1. Всего в пределах Чапаевского локального поднятия пробурено две скважины. Локальное поднятие выявлено в 1986 году по результатам сейсморазведочных работ МОГТ (с/п 2, 13/85-86). Подготовлено к глубокому бурению в 1988 г исследованиями МОГТ с/п 2, 13/86 – 87 гг Томского геофизического треста. Чапаевское локальное поднятие приурочено к Полуденному валу, осложняющему западный борт Александровского свода. По отражающему горизонту Па поднятие осложнено двумя куполами и серией разрывных нарушений, вытянуто в северном направлении.

В 1990 году в присводовой части поднятия пробурена скважина 1, вскрывшая доюрские образования, представленные изверженными породами. Разрез юрских отложений представлен тюменской, васюганской и баженовской свитами. Признаки нефтенасыщения по керну отмечались в отложениях баженовской и васюганской свит. По материалам ГИС характеристику продуктивного имеет пласт Ю₁³, где при испытании был

получен непромышленный приток нефти (после повторной перфорации и проведения ПГД-БК100 скважина фонтанировала дебитом 1,2 м³/сут на штуцере 1 мм). Аналогичный разрез вскрыт и скважиной 2. Признаки нефтенасыщения по керну в виде запаха отмечены в песчаниках пласта Ю₁³⁻⁴, но при испытании притока пластового флюида не получено.

В 2001 году ИГНГ СО РАН выполнена работа по систематизации и обобщению геолого-геофизических материалов юго-востока Западной Сибири. В ее рамках выполнена количественная оценка перспектив нефтегазоносности лицензионных участков и оценена структура ресурсов.

КОНДАКОВСКИЙ (№58) ЛИЦЕНЗИОННЫЙ УЧАСТОК

Геолого-геофизическая изученность района работ

Геологическое изучение Александровского НГР до 1947 г. носило, в основном, описательный характер. Планомерные геолого-геофизические исследования территории начались с 1947 года.

Первый десятилетний этап исследований (до 1957 г.) ориентировался на поиск крупных структурно-тектонических элементов и выявление общих закономерностей в геологическом строении района. В результате проведения региональных геологических, гравиметрических, магнитных съемок и сейсмических работ МОВ вдоль реки Обь были выявлены крупные положительные тектонические элементы I порядка – Нижневартовский и Сургутский своды, Александровский мегавал. В результате выполненного опорного бурения в пределах Широкого Приобья были получены первые сведения о стратиграфии, литологии и нефтегазоносности отложений осадочного чехла.

С 1957 г. начался целенаправленный поиск структур второго и третьего порядков. Этот этап характеризуется широким проведением сейсморазведочных работ МОВ в сочетании с опорным, параметрическим и поисковым бурением. В результате выполненных геолого-геофизических исследований были уточнены структурные планы по различным отражающим горизонтам осадочного чехла.

Сведения о сейсмических работах прошлых лет в пределах Кондаковского лицензионного участка и прилегающих площадях приведены в «Отчете о результатах обработки и интерпретации материалов сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных сейсморазведочной партией 5/02-03 на Кондаковском лицензионном участке №58», ответственный исполнитель В.П. Калгин, ОАО «Сибнефтегеофизика», Новосибирск 2004 г.

Глубокое бурение на данной территории началось в 1957г., когда Александровской НГРЭ треста «Запсибнефтегеология» была пробурена поисковая скважина №1 на Назинской площади. В 1965г. вводятся в бурение Северная (скв. 201) и Таежная (скв. 211) площади. К настоящему времени в пределах контура лицензионного участка пробурено около 50 поисковых и разведочных скважин и 85 эксплуатационных (на Северном, Григорьевском, Приграничном и Вахском месторождениях)

Стратиграфия

Геологический разрез в исследуемом районе и на сопредельных площадях представлен двумя комплексами пород - складчатого фундамента и перекрывающими их (со стратиграфическим и угловым несогласиями) породами мезозойско-кайнозойского платформенного чехла.

Доюрские отложения

По данным бурения, доюрские породы в районе работ и на прилегающих территориях представлены метаморфизованными осадочными, вулканогенно-осадочными и интрузивными образованиями от кислого до ультраосновного состава. Доюрские образования на всех площадях практически непроницаемы, за исключением верхней части разреза, где во многих скважинах, особенно в сводах структур, отмечается разуплотнение, наличие коры выветривания, обладающей относительно слабой проницаемостью. Мощность коры выветривания меняется от нуля до 100 и более метров, но из-за сокращения мощности глинистых покрышек на сводах структур возможности формирования сводовых залежей в доюрских образованиях существенно снижаются.

На размытой поверхности фундамента с угловым несогласием залегает мощная толща мезозойско-кайнозойского возраста, представленная юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной системами.

Мезозойская группа (Mz)

Юрская система. Согласно Решениям 5-го МРСС (Тюмень, 1990), утвержденным МСК в 1991 г. [24], юрскую систему на рассматриваемой территории составляют заводоуковский и даниловский надгоризонты.

Заводоуковский надгоризонт. По типу разреза территория работ находится в пределах Приобского района, где выделяются свиты: худосейская (с двумя подсвитами, каждая из которых включает по две пачки) и тюменская (с тремя подсвитами).

Судя по интерпретации временных разрезов и анализу материалов бурения глубоких скважин, худосейская свита на территории работ выделяется только в центральной части площади к западу и востоку от Горстового поднятия. Мощность ее достигает 127м (скважина Новонадеждинская 1). Не исключено, что эти отложения являются более древними, так как по данным В.П. Девятова (устное сообщение, 2003г.) в скважине Надеждинская 14 по палинологическим данным они имеют пермский возраст.

Тюменская свита представлена толщей песчано-глинистых сероцветных образований с прослоями и линзами углей, углистых аргиллитов и карбонатизированных пород. В составе свиты выделяются песчано-алевритовые пласты, индексируемые от Ю₂ до Ю₉, углистые прослои и пачки, для которых томскими геологами приняты обозначения от У₂ до У₁₅. Мощность тюменской свиты на территории работ достигает 300 метров.

Нижняя подсвита представлена переслаиванием пластов песчаников, алевролитов и аргиллитов, иногда углистых, с пропластками гумусово-сапропелевых углей. Песчаники различной сортировки, преимущественно мелкозернистые алевритовые светло-серые с углефицированным растительным детритом, подчеркивающим разнообразные типы слоистости. Алевролиты и аргиллиты темно-серые, преимущественно волнисто- или

горизонтально-слоистые, часто массивные, с редкими остатками солоноватоводных двустворчатых моллюсков, конхострак, микрофитопланктона, флоры. Средняя подсвита представлена преимущественно мелководно-морскими и лагунными аргиллитами и алевролитами в разной мере песчаными, с прослойками углистых разностей, с редкими остатками солоноватоводных двустворок, фораминифер (на территории Томской и юго-востоке Тюменской областей), микрофитопланктона и флоры. В стратиграфической схеме в подсвите выделяются пласты Ю₅-Ю₆.

Верхняя подсвита сложена толщей переслаивания преимущественно мелководно-морских и прибрежно-морских алевролитов в разной мере песчаных, песчаников в разной мере алевроитовых, с прослоями аргиллитов, пропластками углей, с остатками морских двустворок, фораминифер, микрофитопланктона. Пласты Ю₂-Ю₄.

Даниловский надгоризонт. По типу разреза территория находится в пределах Пурпейско-Васюганского района, где снизу вверх выделяются васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

Васюганская свита, мощностью около 60 метров, расчленяется на две подсвиты. Нижняя, мощностью до 20-30м, представлена преимущественно морскими относительно глубоководными аргиллитами, в разной мере алевроитовыми, темно-серыми, иногда с прослоями алевролитов и алевроитовых песчаников (пласты Ю₁⁵⁻⁶).

Верхняя подсвита обычно состоит из трех пачек: нижней (подугольной), средней (межугольной) и верхней (надугольной). Нижняя пачка (пласты Ю₁³⁻⁴) представлена обычно одним или двумя, редко более, пластами песчаника мелко-среднезернистого мелководно-морского генезиса с разнообразными типами слоистости. Пласты и пропластки песчаников разделены алевроитовыми и глинистыми прослоями незначительной мощности.

Средняя, или “межугольная”, пачка на изучаемой территории представлена пластом угля или углистого аргиллита.

Третья пачка (пласты Ю₁¹⁻²) сложена одним-двумя (до трех-четырех пропластков) пластами мелководно-морских песчаников, переслаивающихся с аргиллитами, формировавшимися в спокойной гидродинамической обстановке, и является наиболее изменчивой фациально по латерали на рассматриваемой территории.

На востоке территории отложения васюганской свиты фациально замещаются осадками наунакской свиты.

Георгиевская свита представлена зеленовато-серыми глауконитовыми, землисто-серыми алеврито-песчаными породами с неравномерным распределением глинистого материала, обломками раковин морских организмов, минерализованной древесины, сидеритов. Мощность свиты колеблется от 0 до 8 м.

Баженовская свита, венчающая юрскую систему, представлена морскими глубоководными органогенно-терригенными, часто кремнистыми породами - "баженитами", то есть битуминозными аргиллитами плотными, черными с коричневатым оттенком, с прослоями радиоляритов и глинистых известняков, с характерными отпечатками онихитов. На электрокаротажных диаграммах баженовская свита характеризуется аномально высокими значениями КС, чем отличается от вышележащих отложений куломзинской свиты и нижележащих – георгиевской и васюганской свит. Отложения баженовской свиты прослеживаются повсеместно, являются надежным репером в разрезах скважин и служат региональной покрывкой продуктивного горизонта Ю₁. Мощность свиты составляет 10-30 м.

Меловая система. По официальной стратиграфической схеме, система содержит зареченский, покурский и дербышинский надгоризонты, имеющие разное районирование по типам строения разрезов.

Зареченский надгоризонт состоит из куломзинского (берриас - ранний валанжин), тарского (ранний валанжин), аганского (ранний валанжин), усть-балыкского (ранний валанжин - ранний готерив), черкашинского (ранний готерив - баррем) и алымского (ранний апт) горизонтов.

Покурский надгоризонт представлен викуловским (средний-верхний апт), ханты-мансийским с двумя подгоризонтами (альб), уватским (сеноман) горизонтами.

Дербышинский надгоризонт сложен кузнецовским (турон - ранний коньяк), ипатовским (коньяк - сантон), славгородским (кампан), ганькинским (маастрихт) горизонтами.

Кайнозойская группа (Kz). Палеогеновая система (P). Отложения палеогеновой системы, формировавшиеся в условиях постепенно мелеющего моря, представлены морскими осадками талицкой (палеоцен) и люлинворской (ранний + средний эоцен) свит, прибрежно-морскими осадками чеганской свиты (верхний эоцен + ранний олигоцен) и континентальными отложениями некрасовской серии (средний + верхний олигоцен). Мощность отложений до 500м.

Четвертичная система (Q). На размытой поверхности палеогеновых отложений с угловым и стратиграфическим несогласием залегают породы четвертичного возраста, представленные песками серыми разнотернистыми, в основании с гравием, с прослоями глин.

Завершает четвертичные отложения почвенно-растительный слой. Толщина отложения 10-40 м.

Тектоника

В тектоническом отношении район отчетных работ расположен в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, которая имеет гетерогенный фундамент, перекрытый чехлом платформенных мезозойско-кайнозойских отложений.

Структуры складчатого фундамента образуют линейные полосы поднятий и прогибов северо-западного простирания, расчлененные грабен-рифтами северо-восточного направления на крупные блоки. По мнению исследователей СНИИГИМСа (Сурков В.С. и др. 1981г.), район исследования относится к северо-западному окончанию Назино-Сенькинского антиклинория и Колтогорско-Уренгойскому грабен-рифту.

По отложениям осадочного чехла район работ расположен в центральной части Александровского свода и, к западу, в зоне его сочленения с восточным склоном Колтогорского мегапрогиба. В пределах отчетного планшета полностью, или частично, расположены три структурных элемента второго порядка: Охтеурский и Криволуцкий валы и Вахское куполовидное поднятие.

Довольно значительные изменения мощностей стратиграфических единиц (свит, пластов и пачек) дают основание предполагать о достаточно длительных этапах тектонической активизации территории и смежных площадей в юрское, раннемеловое и эоценовое время. На территории отчетной площади и прилегающих территориях предшествующими работами выявлено большое число структур III порядка. К числу последних относятся: Дальнестрежевская, Южно-Проточная, Северная, Южно-Охтеурская, Приграничная Восточно-Трайгородская, Западно-Трайгородская, Трайгородская, Чебачья, Кондаковская, Мегипугольская, Назинская, Лазурная и Вахская группы поднятий, а также Северо-Проточное, Проточное, Северо-Горстовое, Ново-Горстовое, Горстовое, Южно-Горстовое, Григорьевское, Южно-Вахское, Таежное, Двухозерное, Островистое и Кюэльское локальные поднятия.

Нефтегазоносность

В нефтегазоносном отношении площадь работ относится к Александровскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, где преобладают земли с высокой плотностью потенциальных ресурсов. На площади работ и непосредственной близости от нее расположены Вахское, Горстовое, Григорьевское, Приграничное, Проточное, Северное, Чебачье, Южно-Охтеурское и другие месторождения. Нефтегазоперспективными являются отложения широкого стратиграфического диапазона: верхняя часть палеозойских отложений и зона контакта фундамента с осадочным чехлом (НГГЗК), юрские отложения тюменской и васюганской свит (зонально-нефтеносные песчаные пласты группы Ю), меловые отложения (локально нефтеносные пласты группы А, Б,

ПК). В структуре разведанных запасов и потенциальных ресурсов доминирующее положение занимает верхневасюганский горизонт Ю₁.

В доюрском комплексе нефтепоисковый интерес могут представлять отложения верхней части доюрских образований и коры выветривания в пределах сводовых частей приподнятых участков и их склонов. Так, при испытании коры выветривания в 347 Кошильской скважине (интервал 2644-2656м), был получен приток УВ дебитом 4.8м³/сут. На Чебачьей площади (скважина 218) получен приток нефти 0.428 м³/сут.

Перспективы нефтегазоносности ниже- и среднеюрских отложений заводоуковской серии связаны с песчаными резервуарами древних речных систем. Промышленные притоки нефти или нефти с водой получены более чем в 12 скважинах Вахского района. На Северо-Вахской и Восточно-Вахской площадях Вахского месторождения песчаные горизонты верхней части тюменской свиты введены в промышленную эксплуатацию В контуре условного водонефтяного контакта при наличии коллектора промышленно-нефтеносными могут быть песчаники горизонта Ю₃ и Ю₆. Дебиты нефти, полученные из песчаников горизонта Ю₆, колеблются от 2м³/сут (скв. 89 Северо-Вахская) до 14м³/сут (скв. 70 Восточно-Вахская). На Северо-Вахской площади добыча нефти ведется из песчаников горизонта Ю₃, протягивающихся вдоль северного склона структуры. Дебиты нефти колеблются от 2.5м³/сут до 4.8м³/сут.

Как в пределах участка, так и на сопредельных территориях, главным нефтегазоперспективным объектом, на сегодняшний день является расположенный в кровле васюганской свиты регионально нефтеносный горизонт Ю₁. Анализ фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов по данным кернового материала в поисково-разведочных скважинах свидетельствует о сложном неоднородном строении этого резервуара как в разрезе, так и по площади. На Вахском месторождении добыча нефти ведется из пластов Ю₁¹ и Ю₁², на Северном месторождении нефтеносны пласты Ю₁¹⁻³, на Горстовом месторождении основные запасы нефти связаны с пластом Ю₁³. В пределах Кондаковского и

Чебачьего поднятий из верхней части васюганской свиты непромышленные притоки нефти получены практически во всех пробуренных скважинах.

Перспективы нефтегазоносности нижнемеловых отложений рассматриваемой межструктурной зоны связаны с пластом Б₉, нефтеносным на Приграничном и Григорьевском месторождениях. Кроме того, в непосредственной близости к этой зоне находится Северное месторождение, где нефтегазоносными горизонтами являются не только нижнемеловые (А, Б), но и верхнемеловые (ПК) пласты.

КАЗАНСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТОНЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Месторождение, открыто в 1967г. в Парабельском районе Томской области в 240 км от г. Колпашево и 25 км от г. Кедрового. В 45 км на север от месторождения проходит нефтепровод Игольско-Таловое-Лугинецкое. Ближайшие разрабатываемые месторождения Герасимовское и Западно-Останинское расположены в 45 км на север.

Месторождение приурочено к одноименной положительной структуре III порядка, осложняющей западную часть Казанского куполовидного поднятия, находящегося в пределах северной части Таволгинского мыса. Структура представляет собой брахианти-клинальную складку северо-восточного простирания с размерами в контуре замкнутой изогипсы -2380м, 17х14,5км и амплитудой около 100м, с относительно крутым юго-западным и пологим северо-восточным крыльями. Морфология поднятия по вышележащим, сейсмическим реперам сохраняется, но происходит выполаживание структуры вверх по разрезу.

Отложения палеозоя, вскрытые на глубине 2677-2830м представлены известняками доломитизированными и порфиритами. В разрезе скважины №2 выделена кора выветривания, представленная интенсивно выветрелыми, метоморфизованными обломками алевролитов, песчаников и аргиллитов.

Газовые залежи приурочены к пластам Ю₁¹⁻² и Ю₁³⁻⁴ горизонта Ю₁ васюганской свиты, Ю₃ и Ю₄ тюменской свиты. Нефтепроявления по керну

отмечены в тюменской свите на контакте с отложениями палеозоя (скв. №№1,2,3).

Газоконденсатная залежь горизонта Ю₁ пластово-сводовая, имеет незначительную нефтяную оторочку небольшой ширины, окаймляющую залежь по контуру. Положение ГНК принято на отметке -2346 метров, ВНК - на отметке -2364м. Общая высота оторочки 18 метров. Литологически пласт Ю₁, складывается алевролитами, песчаниками и прослоями аргиллитов, чаще - слабосцементированными и каолинизированными.

Среднее значение газонасыщенности по результатам исследования керна 85.4 % по геофизическим данным 69%.

Газоконденсатная залежь пласта Ю₃ по типу пластово-сводовая. Положение ГВК принято на а.о. -2385,6м, площадь залежи 4,3 км², этаж газоносности 13,6м. Пласт Ю₄ не имеет большого распространения и литологически изменчив в пределах площади. Представлен чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. ГВК принято на отметке -2420,4м, площадь залежи 3,4 км², этаж газоносности 12,8м.

На месторождении пробурены одна поисковая скважина (скв.№1) и 6 разведочных скважин (скв. №№2,3,4,5,7,8).

Все скважины на месторождении ликвидированы. Промысловые исследования на газоконденсатность проведены на 4 скважинах. Из двух скважин пробы отобраны для лабораторных исследований. Пласт Ю₁ на газоконденсатность был исследован в трех скважинах. По скв. 2 выход стабильного конденсата на различных режимах составляет 691-1188 см³/м³ (в среднем 918 см³/м³), а по скв.3 от 585 до 743 см³/м³ (в среднем 624 см³/м³).

Лабораторные исследования рекомбинированной пробы, отобранной на скв.2 дали величину 905 см³/м³. По скв.7 получен завышенный результат из-за попадания в конденсат нефти.

В ходе эксперимента было установлено, что при пластовых условиях (Р-252.6 атм. и Т-85°) только 2% жидкой фазы не перешло в газообразное состояние. Факт этот, вероятно, объясняется погрешностями в измерениях пластовых параметров - температуры и давления. По-

видимому, на самом деле они несколько выше, в целом результаты лабораторных исследований не оставляют сомнений в том, что в пластовых условиях система находится в однофазном газовом состоянии.

Пласт Ю₂ на газоконденсатность был исследован в скв.3. Промысловые исследования дали выход стабильного конденсата от 72 до 79.4 см³/м³ (в среднем 75 см³/м³). Пробы газа и конденсата из этой же скважины были направлены в лабораторию для исследования на УГК-3, где была получена величина 68.5 г/м³.

Кроме пластов Ю₁ и Ю₂ в скв.1 были совместно испытаны пласты Ю₁₋₄. Газоконденсатные исследования при этом не проводились, хотя были отобраны в поверхностных условиях пробы газа и конденсата.

Газоконденсатный фактор принят различный для залежей горизонта Ю₁ и Ю₂, соответственно 658 г/см³ и 86.5 г/см. При подсчете запасов использовалась структурная основа построения 1968 г. Карта построена по поверхности П_а^а и данным бурения. Но следует отметить, что Казанская структура крайне слабо изучена сейсморазведочными работами, плотность сети профилей очень низка (около 0,8 км/км²), на площади отсутствует кондиционная основа по горизонту П_а масштаба 1:50000. Необходимо провести детальные сейсмические исследования для получения кондиционной сейсмоосновы масштаба 1:50000, изучения морфологии поднятия, а также картирования ловушек Ю₃ и Ю₄, связанных скорее всего, с рукавообразными резервуарами.

С целью уточнения газоконденсатного фактора необходимо проведение дополнительных газоконденсатных исследований в средней части структуры с отдельным испытанием пластов Ю₁¹, Ю₁² и горизонтов Ю₂, Ю₃ и Ю₄.

В связи с тем, что месторождение находится в районе развития продуктивных палеозойских отложений, необходимо после детальных сейсморобот пробурить скважину со вскрытием зоны контакта палеозойских отложений с предварительным прогнозом коллекторов в зоне контакта.

Детально вопросы разработки должны быть рассмотрены в проекте "Опытно-промышленной эксплуатации".

УРМАНСКОЕ НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Месторождение открыто в 1974 г. Административно находится в Парабельском районе Томской области, в 50 км. на запад от с.Пудино и г.Кедрового. Ближайшие к нему разрабатываемые газонефтяные месторождения Лугинецкое, Западно-Останинское, Герасимовское расположены соответственно в 70, 40 и 35 км к северо-востоку.

Непосредственно по месторождению проходит нефтепровод Игольско-Таловое-Герасимовское-Лугинецкое.

В тектоническом отношении Урманское месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию III порядка, входящему в состав Лавровского вала осложняющего юго-восточную часть Нюрольской впадины. По подошве тюменской свиты (изогипса-2620) структура имеет размеры 8.5 x 9 км с амплитудой 86 м. Структурный план по подошве тюменской свиты и по отражающему горизонту Π_a совпадают.

Вскрыты образования палеозойского фундамента, представленные плотными трещиноватыми известняками. На фундамент непосредственно налегают отложения тюменской свиты (1 скв.) или органогенные рыхлые породы коры выветривания (2 скв.), мощностью до 20 метров.

Нефтепродуктивными являются палеозойские образования и отложения коры выветривания, которые перекрыты непроницаемой аргилитовой пачкой тюменской свиты. Нефтяная залежь - массивная, приурочена к коллекторам трещиноватого типа. Водонефтяной контакт принят на глубине - 2978 м. Дебит нефти в скважине №1 составил 41.5 м³/сут, дебит газа - 6.6 тыс м³/сут на штуцере d 11.5 мм. Данная нефть из палеозойских отложений имеет удельный вес 0.86 г/см³. Вязкость при t 20 С составляет 26.42 сст. Признаки нефтеносности по керну имеются в пластах Ю₉ и Ю₁₀ тюменской свиты.

Сейсмические работы впервые проведены в 1965-66 гг., в последующем детальные в 1970-72 гг. и дополнительные в 1972-73 гг. в объеме МОВ.

АРЧИНСКОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТОНЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

Месторождение, открытое в 1984 году, находится в Парабельском районе Томской области. Месторождение находится в 5 км от нефтепровода Игольско-Таловое-Лугинецкое и в 65 км от продуктопровода Лугинецкое-Парабель. В тектоническом плане месторождение приурочено к одноименному локальному поднятию, расположенному в юго-восточной части Нюрольской впадины. По оконтуривающей изогипсе -3020 м отражающего горизонта Φ_2 структура имеет линейную вытянутую в северо-западном направлении форму с крутым северо-восточным и более пологим юго-западным склонами. К востоку и северо-востоку от Арчинского находятся два небольших по размеру поднятия - Восточно-Арчинское и Северо-Табаганское, которые рассматриваются как отдельные блоки Арчинского месторождения.

Стратиграфический разрез месторождения слагают отложения палеозойской, мезозойской и кайнозойской групп. Отложения палеозоя представлены серыми различной степени брекчированными перекристаллизированными и доломитизированными известняками. Отложения юрского комплекса вскрыты на площади в полном своем фациально-стратиграфическом объеме, характерном для юрского осадочного комплекса Нюрольской впадины.

Нефтегазоносность месторождения связана с отложениями палеозоя, пластом M_{1-10} и пластом $Ю_1^1$ васюганской свиты в пределах Восточно-Арчинского поднятия.

Залежь пласта M_{1-10} нефтяная с газовой шапкой массивного типа. По промыслово-геофизическим данным в разрезе выделены коллекторы порового, порово-кавернового и кавернового типов. ГНК в пределах собственно Арчинской структуры принят на абсолютной отметке -2941 м, условный ВНК - на абсолютной отметке -3002 м.

Скважиной № 50, пробуренной в своде Восточно-Арчинского поднятия, установлена промышленная нефтегазоносность пласта $Ю_1^1$ васюганской свиты.

В пределах месторождения пробурено 9 скважин, 2 скважины - на структурах-спутниках: Восточно-Арчинской и Северо-Табаганской площади.

ГЛАВА 4. Предлагаемый метод вскрытия палеозойских отложений, нефтяных оторочек юрских залежей

За последние 20 лет российские запасы новых нефтяных и газовых месторождений уменьшились ориентировочно в 4 раза, доля крупных месторождений среди вновь открытых снизилась с 15 до 10%, значительно ухудшились коллекторские свойства продуктивных горизонтов и качественный состав насыщающих их флюидов.

В большинстве регионов ресурсы нефти и газа до глубины 2500-3000 метров уже разведаны и многие из них давно эксплуатируются. Высокая выработанность запасов является неизбежным следствием обводненности углеводородной продукции и снижением дебитов скважин.

Проблема наращивания дебита скважин в условиях падающей добычи остро стоит для большинства нефтедобывающих стран мира. Именно поэтому арсенал применяемых техники и технологий повышения нефтеотдачи пластов и ввода в эксплуатацию остаточных запасов нефти постоянно совершенствуется.

Для выявления всех возможных продуктивных пластов лучшими технологиями признаны бурение в условиях гидродинамического равновесия на забое скважины и бурение при депрессии на пласт. Самым эффективным считается метод закачки газа в глинистый раствор от близлежащей работающей скважины. Однако это удастся далеко не всегда. Еще одним методом является спуск дополнительной колонны на глубину 400-600 метров и закачка в нее газа, который попадает в колонну кондуктора через перфорированную нижнюю трубу. Существует несколько способов и конструкций, которые дают возможность использовать для этих целей низконапорные компрессоры.

Практически все ведущие фирмы мира подготовлены к такому бурению, но наибольшее распространение бурение на депрессии получило в Северной Америке, где в некоторых районах оно превратилось в доминирующую систему.

Для реализации технологии бурения на депрессии используются непрерывные насосно-компрессорные трубы (НКТ), как наиболее безопасные и экономичные, хотя данная технология может применяться и при использовании обычных бурильных труб. Принимая во внимание, что в настоящее время существуют эффективные методы контроля величины гидростатического давления на забое скважины, значение технологии использования непрерывных НКТ, как фактора, снижающего риск бурения на равновесии, может быть не так велико, как предполагалось ранее. В случаях, когда не требуется глушение скважин, технология бурения с использованием обычных бурильных труб является вполне конкурентоспособной.

Разработка пласта с применением бурения на депрессии ряда боковых ответвлений, присоединенных к основной скважине, является одной из возможных комбинаций в будущем. Технология использования непрерывных НКТ будет играть главную роль как в фазе бурения, так и, что более важно, в стадии заканчивания и ремонта скважин. Широкое признание реальных выгод, получаемых в результате бурения на депрессии, открывает новый рынок для бурения с применением непрерывной НКТ.

В качестве привода долота в технологии бурения с использованием непрерывных труб применяется винтовой забойный двигатель. Перспективным является разработанный в нашей стране электробур, который почти идеально подходит к такой технологии и сопрягается со всеми ее элементами благодаря тому, что его энергетическая характеристика не зависит от типа и качества промывочной жидкости. Кроме того, электробур позволяет регулировать частоту вращения вала с поверхности.

Горизонтальные скважины.

Подтвержденные извлекаемые запасы нефти в России для их эффективного освоения горизонтальными скважинами составляют около 7

млрд тонн, в том числе по Западной Сибири - около 5 млрд тонн, а освоение шельфовых зон без применения технологий, основанных на методе горизонтального бурения, проблематично. По прогнозам, на ближайшие 10-20 лет они приобретут статус технологий, обеспечивающих экономическую безопасность нашего государства. Лидируя в 1950-1960-х годах в области строительства такого рода скважин, отрасль впоследствии сосредоточилась исключительно на таких методах и технологиях повышения продуктивности скважин, как площадное заводнение, химическое воздействие на пласт, освоение только высокопродуктивных залежей и пр. В результате этого наша страна уступила первенство ряду зарубежных стран, которые интенсивно осваивали эту технологию XXI века во всех точках земного шара и достигли эффекта, качественно превосходящего все известные методы воздействия на продуктивный пласт. Так, дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяженности, значительно возросли. В результате разрядились сетки эксплуатационных скважин, снизились депрессии на пласт, значительно увеличилось время "безводной" эксплуатации, изменились категории запасов, считавшиеся ранее неизвлекаемыми, которые в настоящее время могут эффективно извлекаться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих устаревших методов воздействия на пласт при их реализации с помощью горизонтальных скважин.

Только в США сегодня ежегодно строят до 1000-1500 таких скважин в год и в ближайшее время могут вообще отказаться от строительства вертикальных скважин в эксплуатационном бурении. Новые технологии, основанные на методе горизонтального бурения, произвели настоящую революцию в практике и теории мировой нефтедобычи, но, к большому сожалению, этот метод в России активно начал внедряться только в последние годы.

Научным работникам, специалистам-практикам для кардинального решения проблемы качественного и эффективного бурения горизонтальных (ГС) и разветвленно-горизонтальных скважин (РГС) прежде всего необходимо обратить внимание на такие направления, как исследование

гидродинамики пласта нефтяных и газовых залежей различных типов с целью создания оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений; исследование напряженного состояния горных пород, вскрываемых этими скважинами, и механики формирования ствола породоразрушающими инструментами различных типов; разработка системы оптимального управления траекторией глубоких ГС и РГС для различных геологических условий и способов бурения; разработка эффективной технологии бурения, вскрытия пластов и крепления ГС и РГС; разработка специальных буровых и тампонажных растворов с учетом гидродинамических особенностей их работы в этих условиях; создание эффективных технических средств (отклоняющие, стабилизирующие, ориентирующие и измерительные) для бурения ГС и РГС. В настоящее время предложено и опробовано много разработок, основанных на существующей технике, разработана отечественная технология строительства таких скважин, но проблемы, тем не менее, остаются.

Основной тенденцией при бурении горизонтальных скважин в настоящее время является комбинирование профилей с большим и средним радиусом участка искривления в целях наилучшего дренажа коллектора, особенно при морском бурении в Северном море. Бурение скважин малым или средним радиусом с высоким темпом набора кривизны (40-50 на 30 метров) применяется преимущественно при бурении скважин на суше в США, Канаде и в регионе Дальнего Востока. Опыт применения технологии бурения по среднему радиусу на суше в Великобритании также показал ее привлекательность с экономической точки зрения.

Внедрение в практику бурения систем с бескабельным каналом связи явилось мощным стимулом в наращивании объемов бурения скважин с очень большой протяженностью горизонтального интервала. Рядовые скважины имеют протяженность ствола в продуктивном пласте в диапазоне 500-2000 метров. В настоящее время реальностью стал факт бурения скважин, когда на 1 км их вертикальной глубины набирается свыше 6 км горизонтального участка.

Достижения технологии горизонтального бурения сделали возможным разбуривание шельфовых месторождений нефти и газа с берега, без строительства дорогостоящих морских оснований и платформ. Вместе с тем, необходимыми техническими и технологическими элементами такого бурения являются верхний привод, относительно высокие расходы бурового раствора, алюминиевые бурильные трубы, системы измерений в процессе бурения, алмазные и поликристаллические долота, гидравлические забойные двигатели объемного типа с долговечностью 150-300 часов и турбобуры. На участках стабилизации направления скважины бурильная колонна постоянно вращается ротором с частотой 10-20 об/мин, поэтому неременной принадлежностью такого бурения почти всегда являются специальные стабилизаторы и гидравлические толкатели.

Многоствольное бурение (многозабойное бурение).

Последние достижения в горизонтальном бурении, используемые отдельно или вместе в различных комбинациях, способны совершить революционные преобразования в технологии разработки коллектора многоствольными скважинами.

Впервые бурение многозабойных скважин осуществлено в США 1930г., в СССР в 1948г.

В 1958г. вблизи г. Борислава пробурены три МЗС с дебитом от 15-28 т/сут (дебит МЗС не превышал 0.1-2 т/сут). В 2002 г. месторождение Восточная рама - пробурены 2 скв. дебит нефти 874 м3/сут.

Под многоствольным бурением понимается бурение ряда ответвлений от горизонтальной или наклонной скважины в целях увеличения охвата и зоны дренирования скважины (Рис.4).

Системы “умного” заканчивания скважин (Smart Well)

Конструкция многозабойной скважины

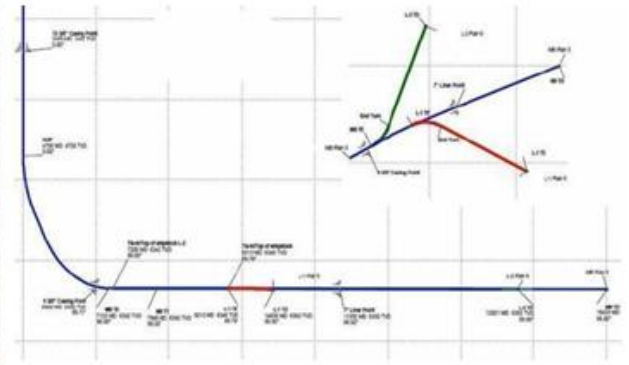


Рисунок 4. Пример бурения многозабойных скважин. Месторождение Ghawar.

Вся необходимая для бурения таких скважин техническая база у ведущих мировых фирм уже имеется. Сервисными компаниями разработан целый ряд систем по бурению ответвлений и присоединения их обсадных колонн к главной скважине.

Такие системы изготавливаются из стандартных труб. В колонне вырезается окно, в котором устанавливается подвижная заслонка. Секция обсадной трубы с окном заворачивается в композитный материал, обеспечивающий герметичность обсадной колонны. Композитный материал легко разбуривается, позволяя без затруднений входить в породу, исключая проблемы, связанные с фрезерованием обсадной колонны. Может быть установлено любое количество окон, что позволяет обеспечить полный контроль системы отбора пластовой жидкости. Система позволяет производить установку и ориентирование отклонителя и доступ в боковые стволы или в участок главной скважины, расположенный ниже. Ориентирование окон относительно друг друга осуществляется с помощью спрямляющего переводника при установке главной обсадной колонны. Для определения взаимного ориентирования окон перед началом установки системы проводится каротаж. Каждый боковой ствол может быть закончен с применением хвостовика или оставлен открытым.

Восстановимое отклоняющее приспособление может быть установлено в любой секции обсадных труб, имеющей окно, давая возможность бурить боковые ответвления в любой последовательности, с последующим использованием в течение времени эксплуатации скважины. После спуска обсадной колонны и установки отклоняющего приспособления в выбранной секции, имеющей окно, используется компоновка направленного бурения для разбуривания композитного материала и зарезки бокового ствола. Хвостовик, спускаемый в боковой ствол (обычно диаметром 88,9 мм), механически присоединяется к основной обсадной колонне. Это присоединение обеспечивает доступ в боковой ствол, при этом внутренний диаметр обсадной колонны основного ствола не изменяется.

Механизм подвижной заслонки используется для жесткого присоединения подвесной муфты хвостовика к главной обсадной колонне. Существующая в настоящее время конструкция системы использует отклоняющее приспособление, обеспечивающее доступ в боковые ответвления в течение всей жизни скважины. Однако в ближайшем будущем предусматривается обеспечить доступ в ответвления путем использования специального переводника в составе компоновки для ремонта скважин, возможно и для случая непрерывной НКТ.

К сожалению, технология многоствольного бурения, которая была разработана ВНИИБТ еще в 1950-х годах, не востребована российскими нефтегазодобывающими предприятиями из-за отсутствия необходимых для реализации такой технологии технических средств. Только сегодня разрабатываются телеметрические системы контроля бурения, винтовые забойные двигатели, долота с высокой стойкостью, системы селективного крепления ствола, эффективные системы буровых растворов.

Сегодня имеются все предпосылки для широкого распространения технологии многозабойного бурения. И можно с полной уверенностью утверждать, что в наступившем веке эта технология станет основным способом добычи нефти и газа.

Бурение скважин с открытым стволом.

Автором совместно со специалистами Компании в 2009г. выполнен анализ текущего состояния разработки Чкаловского месторождения, для выработки остаточных извлекаемых запасов предложена программа мероприятий, в том числе бурение новых скважин, зарезка боковых стволов (ЗБС) на палеозойские отложения.

Месторождение (пласт М1) характеризуется сложным геологическим строением (трещиноватый коллектор, блоковая тектоника, наличие амплитудных разломов, трехфазный состав залежей). Начальные извлекаемые запасы нефти пласта М1 составляют по категории С1 – 1895 тыс.т., С2 - 232 тыс.т. (рис.5).

В 2010-2011г. реализовано бурение 10 новых скважин на палеозойские отложения (куст № 14) со средним дебитом 57 т/сут. и одного ЗБС по скважине № 501Р.

Из 10 пробуренных скважин в 9 были спущены, зацементированы колонны, произведена перфорация. В скважину № 202 спущен не цементируемый хвостовик (дебит нефти 90 т/сут). Для снижения негативного воздействия при бурении на пласт по ЗБС № 501Р было принято решение не обсаживать продуктивный интервал (спущен фильтр), в результате чего получен максимальный (по ГТМ 2009-2011г.) дебит нефти 126 т/сут. при аналогичных геологических условиях (мощность, проницаемость, пористость).

В 2012-13г. также запланированы мероприятия по выработке остаточных извлекаемых запасов палеозойских, юрских отложений Чкаловского месторождения, такие как углубление отработавших скважин с юрских отложений до палеозоя, бурение новых скважин на юрских отложения (в т.ч. горизонтальных), зарезка боковых стволов ЗБС, гидроразрыв пласта, интенсификация добычи нефти, дополнительная перфорация, кислотные обработки.

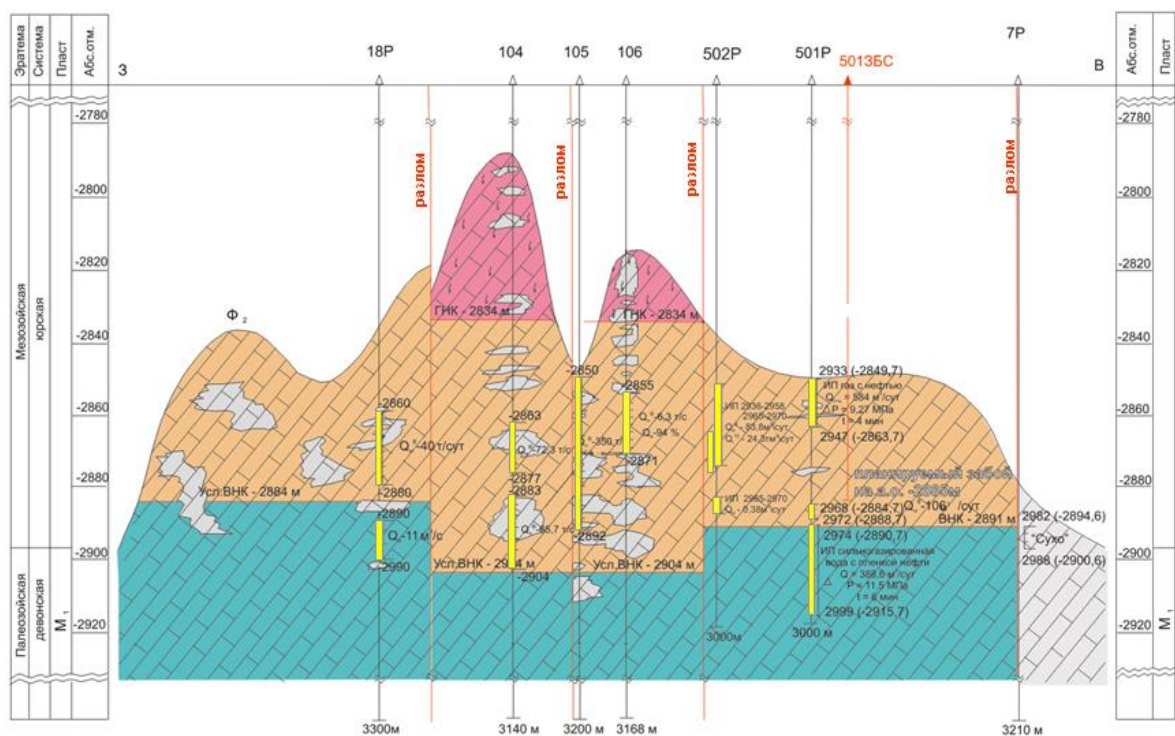
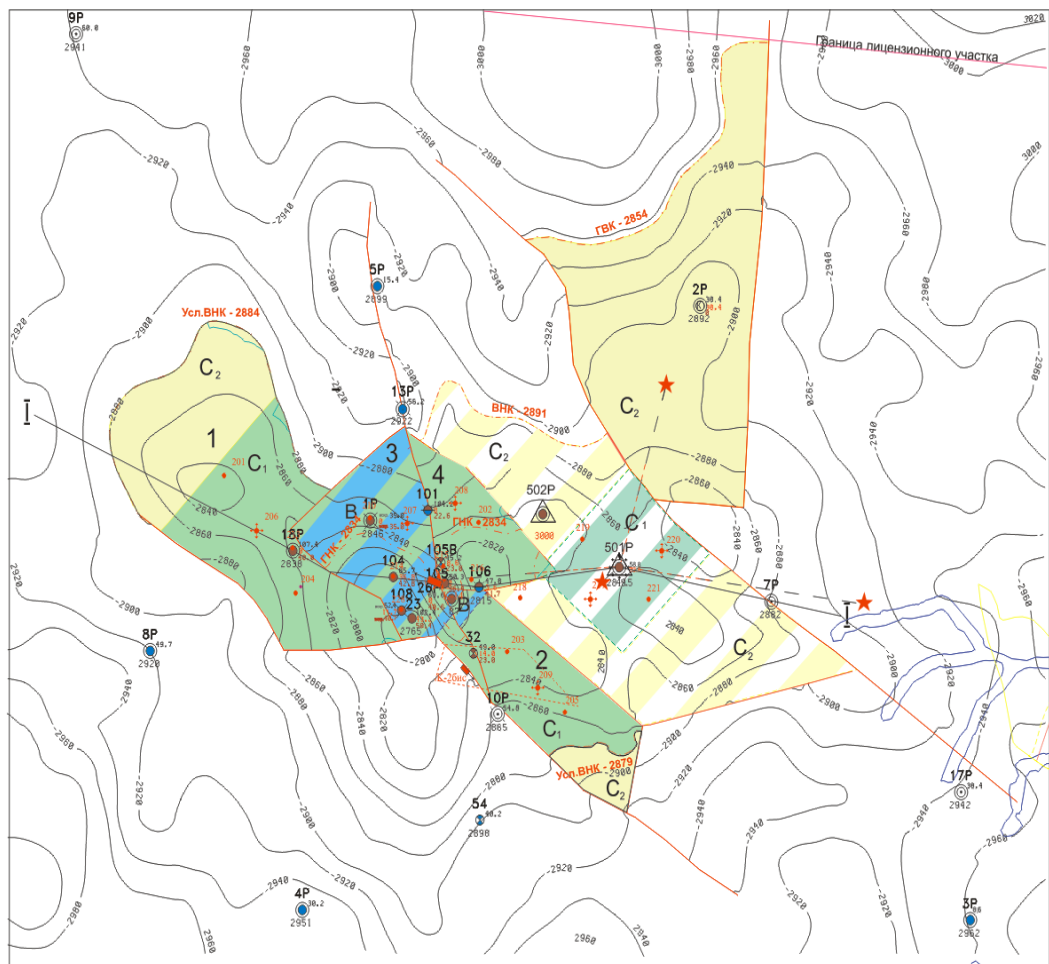


Рисунок 5. Схема размещения блоков, геологический разрез пласта М1.

Центр сопровождения бурения скважин.

В соответствии с существующей технологией проводку горизонтального интервала ствола скважины непосредственно в продуктивном пласте производят жестко по профилю, рассчитанному до начала бурения. Причем планирование горизонтального ствола осуществляют на основе геологических и геофизических материалов, которые были ранее получены при бурении вертикальных или наклонных скважин. Разработанные на основе такой информации геологические разрезы и структурные карты не соответствуют по глубинам и углам падения пластов, требованиям технологии горизонтального бурения. Поэтому в проект на бурение горизонтальной скважины вносятся параметры продуктивного пласта, не соответствующие его состоянию на момент бурения.

Существенное повышение эффективности строительства горизонтальных боковых стволов может быть достигнуто за счет оперативного планирования траектории в процессе бурения на основании фактического геологического разреза.

Всего в мире работает около 100 центров удаленной поддержки операций (принятия решений), созданных нефтегазодобывающими и сервисными компаниями. Большая часть таких центров связана с бурением и заканчиванием скважин. Основной фокус центров – оптимизация технологических параметров при бурении (обеспечение эффективности инвестиций, сокращение издержек (снижение непроизводительного времени и количества осложнений, обеспечение безопасности).

Тенденция последних лет – интеграция геологического контроля бурения в работу центров такого уровня. Единственный в России среди нефтяных компаний центр геологического сопровождения бурения создан в ОАО «НК «Роснефть». В мире подобных центров не более 15 (рис.6).



Рисунок 6. Распределение центров поддержки операций по функциональному назначению.

Специалисты управляют бурением по продуктивному пласту (толщиной от 1м), анализируют текущую информацию, передают команды по изменению зенитного, азимутального углов, проектного профиля, удлинения или полной остановки бурения скважины.

Ежегодная экономия за счет отказа от сервисных услуг по геонавигации более 250 млрд.руб. Прирост суточной добычи нефти за счет увеличения запускного дебита ГС и БГС из-за увеличения эффективности проводки в 2010г. составил более 8000 т/сут.

Автором совместно со специалистами Компании в 2009г. к реализации предложено бурение первых в Компании многозабойных скважин, в результате:

- в 2010-2011 году пробурено 10 многозабойных скважин (ООО «РН-Северная нефть», ОАО «Удмуртнефть») (рис. 7, 8);
- все скважины закончены по 2-му уровню – менее затратный и наиболее простой в технологическом плане способ;
- получен прирост стартового дебита нефти в два раза выше горизонтальной скважины (при аналогичной геологии);
- оценен потенциал применения: ООО «РН-Северная нефть» (Среднемакарихинское, Салюкинское, Осовейское, Северо-Баганское), ОАО «Удмуртнефть» (Карсовайское, Красногорское, Лиственское), ООО

«Юганскнефтегаз» (Приобское, Баженовское), ЗАО «Ванкорнефть» (Як 3-7), ВСНК (Юрубчено-Тохомское), Сахалин-1 (Чайво), ОАО «Томскнефть» ВНК (Чкаловское, месторождения 48 лицензионного блока, Северное, Южно-Черемшанское), ОАО «Самаранефтегаз» (Боровское);

- на 2012 г. по Компании запланировано бурение порядка 20 многозабойных скважин, с последующим увеличением в перспективе;

Тип скважины	Кол-во пробуренных скважин	Период, год	Средний запускной дебит нефти, т/сут.
Традиционная наклонно-направленная (угол входа в пласт менее 40 гр.)	16	2008-2009	82
Пологая (угол входа в пласт 80-85 гр.)	5	2010-2011	131
Многозабойная (3 ствола)	1	2010	198

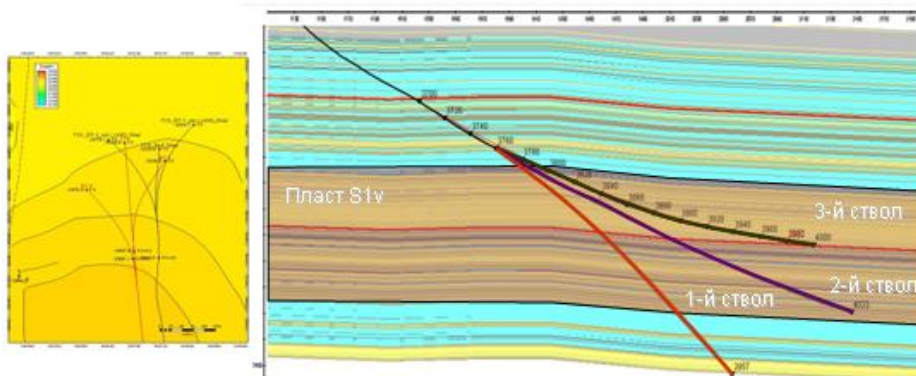
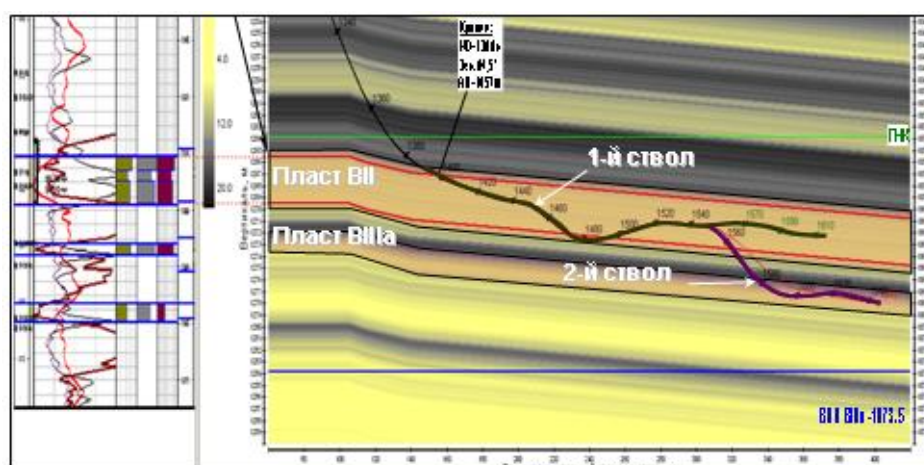


Рисунок 7. Геологический профиль бурения многозабойной эксплуатационной скважины Среднемакарихинского месторождения (ООО «РН-Северная нефть»).



Факторами, оказывающими наибольшее влияние при выборе в пользу бурения МЗС, являются: вязкость, глубина, проницаемость.

		Балл					Вес	Примечание
		0	1	2	3	4		
Вязкость	с.П	<1	1-3	3-10	10-100	>100	10	>70% всех МЗС для выс.-вязких нефтей
Глубина	м	<1500	1500-2000	2000-2500	2500-3000	>3000	10	Для больших глубин относит. стоимость МЗС ниже
Коль-во. проницаемых пропластков		<2	2-4	4-6	6-8	>8	3	МЗС позволяет дренировать расчлененные пласты
Расчлененность (NTG)		>0.9	0.9-0.7	0.7-0.5	0.5-0.3	<0.3	3	
Коль-во. прослоев		<2	3-	4	5	>5	3	
Темп отбора от ОИЗ	%	>16	16-8	8-4	2-4	<2	5	Косвенный показатель эфф-сти существующей системы разработки
ОИЗ	млн.т	<1	1-5	5-10	10-100	>100	5	
ВНК (Аq)/ГНК (GC)			нет				5	МЗС уменьшает риски прорыва
Литология		Неконсолидир. Пески		Песчаник		Карбонат Доломит Сцементиров.песч.	5	Риски разрушения ствола скважины / Стоимость ниже в крепких породах

		0	2	4	2	0		
Проницаемость	мД	<5	5-30	30-100	100-300	>300	10	1) >k _ж >Кожв, >интерференция между БС, <эфф-сть. С др.стороны; 2) <k _ж <приток
Н/нас.толщины эфф.	м	<5	5-10	10-15	15-20	>20	5	1) <Н, >эфф-сть ГС (даже по сравнению с МЗС) 2) >Н, >эфф-сть ВС по сравнению с ГС/МЗС

Рисунок 9. Матрица применения, ранжирование участков под МЗС.

Таким образом, бурение многозабойных скважин и скважин с открытым стволом имеет следующие преимущества, по сравнению с наклонно-направленными скважинами:

- добыча из экономически нерентабельных (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин), маломощных, неоднородных расчлененных зон;
- снижение капитальных затрат на бурение (уменьшение количества скважин и времени строительства);
- снижение вероятности образования конусов и прорыва воды и газа;
- увеличение запасов на скважину;
- увеличение коэффициента охвата, кратное увеличение коэффициента продуктивности и возможность работать на низких депрессиях (в случае близости к контактам);
- увеличение темпов отбора (если необходимо);
- распределение геологических рисков в целом на скважину;
- снижение воздействия на окружающую среду;
- снижение затрат на поверхностное обустройство (особенно актуально для шельфовых проектов).

Основные объекты для применения многозабойных скважин - низко и среднепроницаемые карбонатные коллекторы (с запасами преимущественно в матрице), многопластовые залежи, шельф;

ГЛАВА 5. Расчет уровней добычи нефти, газа, конденсата, очередность ввода месторождений.

Определяющим фактором выбора очередности ввода месторождений в промышленную разработку является величина запасов, состояние их изученности, удаленности от магистральных газопроводов и транспортных путей, ЛЭП, наличие рынка сбыта и пр.

С учетом вышеназванных, а также многих других условий первоочередным для ввода в опытно-промышленную эксплуатацию определены Арчинское, Казанское, Урманское, Нижне-Табаганское, Останинское месторождения (Лугинецкое, Герасимовское, Западно-Останинское находятся в разработке, но также участвуют в проекте, так как завязаны по обустройству с соседними месторождениями и имеют проблемы связанные с транспортировкой продукции).

Искусственное оттягивание ввода в разработку крупных по запасам месторождений области под предлогом сохранения резерва для компенсации будущего падения добычи не выдерживает никакой критики. Это решение не объясняется ни научными расчетами, ни здравым смыслом и свидетельствует только о поверхностном подходе при составлении предыдущих ТЭО. Для компенсации указанного падения должен рассматриваться весь потенциал данного района.

Состояние изученности первоочередных месторождений практически не уступают Мыльджинскому, Лугинецкому, Северо-Васюганскому, которые сейчас находятся в разработке, а геологическое строение и соответствующая технология разработки значительно проще последних.

Для ввода в разработку первоочередных месторождений имеется необходимая проектная документация.

В связи с тем, что практически все месторождения принадлежат разным недропользователям, очередность их ввода, темпы освоения зависят от производственных программ и финансового состояния владельцев лицензий. Однако наиболее рациональным является комплексный подход к освоению этих месторождений, то есть их одновременное с газоконденсатными месторождениями освоение по единой программе и формирование единой системы транспорта жидких углеводородов.

В соответствии с этой концепцией очередность ввода нефтяных месторождений будет определяться извлекаемыми запасами и добывными возможностями месторождений, которые приведены на Рисунке 10.

Этапы ввода в разработку неразрабатываемых месторождений представлены в Таблице 2. Реализация первого этапа (ввод 2009-2014г.г.) предполагает ввод в разработку более 60 % от всех извлекаемых запасов нефти неразрабатываемых месторождений.

Суммарная добыча нефти по месторождениям данной группы оценивается на уровне 1800 тыс.т./год. Динамика годовой добычи нефти представлена на рисунке 11.

Суммарная добыча газа по месторождениям данной группы оценивается на уровне 3000 млн.м3./год. Динамика годовой добычи газа представлена на рисунке 12.

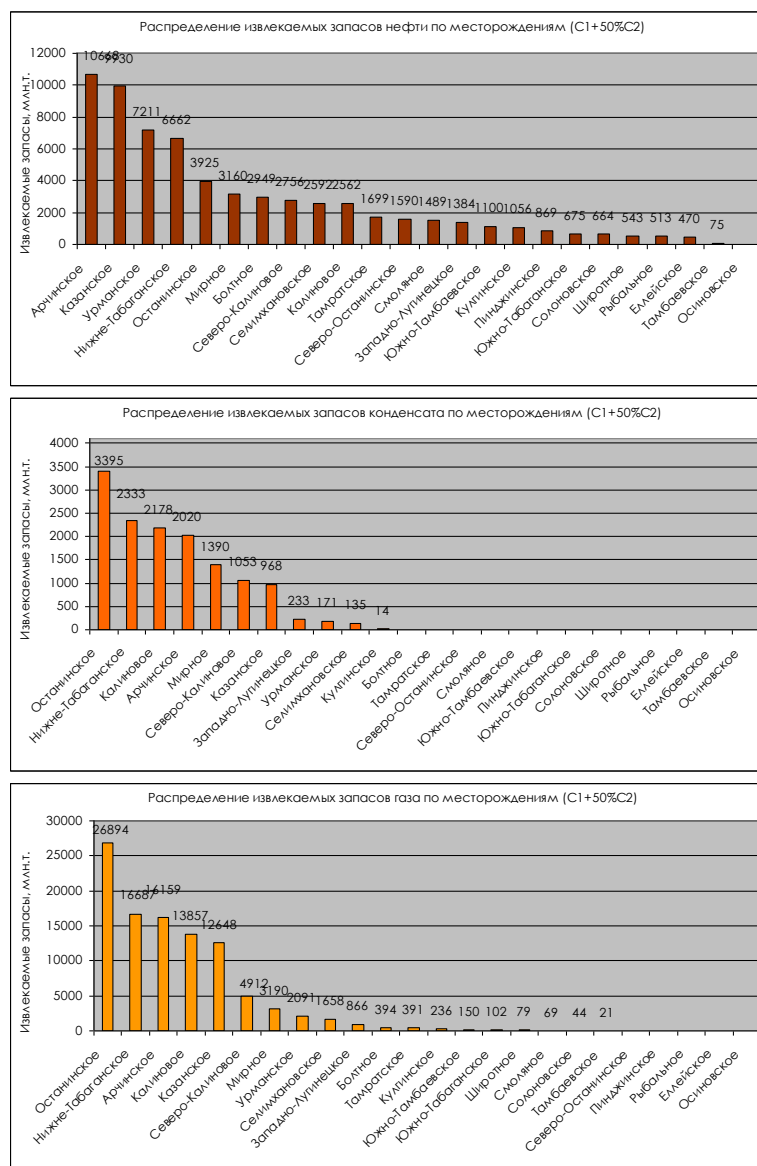


Рисунок 10. Распределение извлекаемых запасов газа, конденсата, нефти по месторождениям.

1 этап 2009-2014 (ввод)					
Месторождение	Извл запасы нефти (C1+50%C2)	Годы		Годовая добыча нефти, тыс.т.	Недропользователь
		начало	окончание		
Арчинское	10668	2011	2018	143	ОАО "Газпром нефть"
Казанское	9930	2009	2016	394	ОАО "Томскгазпром"
Урманское	7211	2009	2014	349	ОАО "Газпром нефть"
Нижне-Табоганское	6662	2012	2016	262	ОАО "НК"Роснефть"
Останинское	3925	2014	2016	202	ОАО "Томскгазпром"
2 этап 2016-2024 (ввод)					
Мирное	3160	2016	2018	144	ОАО "Томскгазпром"
Болтное	2949	2017	2019	228	ОАО НК"РуссНефть"
Северо-Калиновое	2756	2018	2019	158	ОАО "НК"Роснефть"
Селимхановское	2592	2019	2020	112	ООО "Жиант"
Калиновое	2562	2020	2021	164	ОАО "НК"Роснефть"
Тамратское	1699	2021	2022	84	ООО "Альянснефтегаз"
Северо-Останинское	1590	2022	2023	89	ОАО "Томскгазпром"
Смоляное	1489	2023		106	ОАО НК"РуссНефть"
Западно-Лугинское	1384	2024		81	ООО "СТС-сервис"
3 этап 2025-2033 (ввод)					
Южно-Тамбаевское	1100	2025		84	ОАО "Томскнефть" ВНК
Кулгинское	1056	2026		84	ОАО НК"РуссНефть"
Пинджинское	869	2027		74	ОАО "Томскгазпром"
Южно-Табоганское	675	2028		114	ОАО НК"РуссНефть"
Солоновское	664	2029		53	ОАО НК"РуссНефть"
Широтное	543	2030		42	ОАО "Томскнефть" ВНК
Рыбальное	513	2031		42	ОАО "Востокгазпром"
Еллейское	470	2032		42	ООО "Сибнефть-восток"
Тамбаевское	75	2033		9	ОАО "Томскнефть" ВНК
Осиновское	600 (оценка)	2033		94	ОАО НК"РуссНефть"

Таблица 2. Этапы реализации программы (ввод неразрабатываемых месторождений).

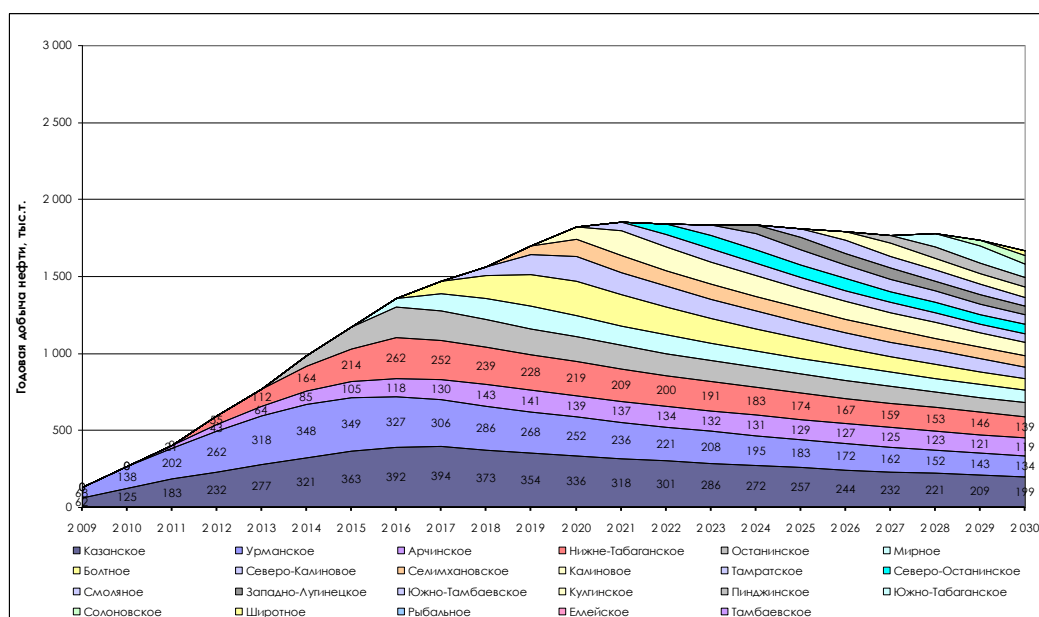


Рисунок 11. Динамика годовой добычи нефти

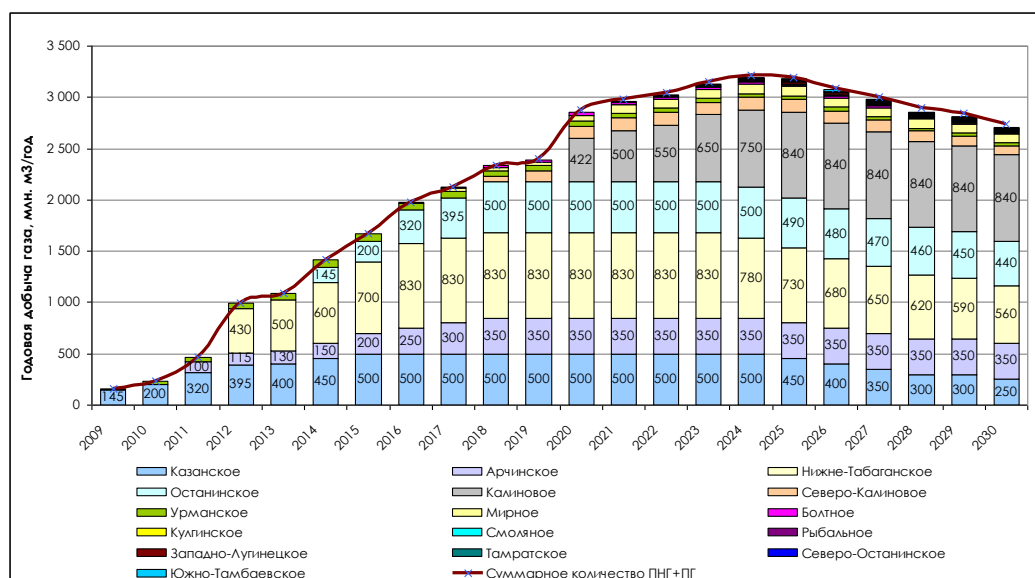


Рисунок 12. Динамика годовой добычи газа

ГЛАВА 6. Обустройство месторождений, транспортировка продукции. Краткая оценка экономических показателей проекта.

Одним из серьезных вопросов программы является выбор оптимальной транспортной трубопроводной схемы добываемых углеводородов. Эта схема должна быть запроектирована и построена на максимальные объемы добычи газа, конденсата и нефти из всех месторождений рассматриваемого района, независимо от ведомственной принадлежности.

Именно транспортная схема требует максимальной кооперации всех предприятий, разрабатывающих или планирующих разрабатывать газоконденсатные и нефтяные месторождения.

Такая концепция освоения района позволит исключить дублирование проектных и строительных работ, которое уже имеет место и может привести к дальнейшему неоправданному вложению капитальных затрат, при наличии единой стратегии появляется возможность долевого участия в обустройстве на взаимовыгодных условиях всех заинтересованных сторон.

Основные проблемы, которые учитывались при разработке схем обустройства – высокий риск неподтверждения прогноза добычи (в силу недостаточной разведанности месторождений региона), а также большое количество попутного нефтяного газа, требующего утилизации.

Учитывая высокий риск прогноза добычи и разную динамику добычи, рекомендуется разрабатывать все месторождения независимо друг от друга. Это позволяет снизить производительность наземного оборудования и наращивать объем строительства поэтапно, сохраняя возможность оперативной коррекции показателей.

Анализ данных о ресурсах попутного газа месторождений региона.

Предварительные технико-экономические расчеты применительно к другим месторождениям данного региона показывают, что попытка эффективно использовать весь объем ПНГ на каждом отдельно взятом месторождении также будет не рентабельна.

Месторождения удалены от существующей сети автодорог. Ближайшая всесезонная дорога, ведущая в Томск начинается от п. Кенга. Газопровод «ЛГКС–Парабель», связывающий Лугинецкое месторождение и магистральный газопровод ООО «Томсктрансгаз» будет загружен как минимум в ближайшие 10 лет на 100%.

Поэтому для обеспечения экономически обоснованного уровня утилизации газа для группы месторождений, расположенных на юге Парабельского района необходимо рассмотреть объединение финансовых усилий как недропользователей региона, так и, возможно,

ООО «Томсктрансгаз» (ОАО «Газпром»). При этом также важна координирующая роль органов государственной власти.

Перспективным решением проблемы утилизации ПНГ Пудинской группы месторождений представляется вариант создания единой системы газосбора, объединяющей ресурсы газа всех недропользователей региона: ОАО «Томскнефть» ВНК, ОАО «Газпром нефть» (ООО «Сибнефть-Восток»), ОАО «Востокгазпром», ОАО «НК «Роснефть» ОАО НК «Русснефть» и т.д. Так, например, компания ОАО НК «Русснефть» уже озвучила свою заинтересованность участия в проекте.

Предполагается, что для целей транспортировки газа по магистральным газопроводам каждый недропользователь обеспечит локальную подготовку газа за счет собственных средств. В этом случае для каждого недропользователя основной проблемой станет необходимость утилизации СПБФ. Отсутствие всесезонных дорог не позволит транспортировать СПБФ на нефтехимические производства. Решением этой проблемы может стать строительство мини-заводов по преобразованию нестабильной СПБФ в стабильные в нормальных условиях сжиженные углеводороды. Процесс преобразования на таких мини-заводах основан на каталитическом синтезе. При этом сжиженные углеводороды можно подавать в товарный нефтепровод не ухудшая (а даже улучшая) свойства товарной нефти.

Рассматривалось большое количество вариантов транспортировки продукции наиболее оптимальным оказался «Южный вариант» с выходом транспортом газа в промышленно развитые районы, а в перспективе и на экспорт (в Китай).

При выборе оптимального варианта транспортировки продукции оценивались следующие параметры - размещение объектов наземного обустройства (ЦПС и т.д.), длина нефтепроводов, газопроводов, объем добычи газа, конденсата, нефти, рынок сбыта, участие сторонних недропользователей, степень подготовки продукции, качество транспортируемой продукции, транспорт ШФЛУ, «альтернативные» направления (закачка и т.д.).

Результаты анализа, выбор оптимального варианта:

- с точки зрения экономической эффективности наиболее привлекательными представляются варианты с транспортировкой сырого газа на Барабинск (Вариант 3 - Южное направление), транспортировкой нефти на Парабель (Вариант 2). Рисунок 13;
- исключение ресурсов ОАО «Востокгазпром» существенно ухудшает экономику регионального проекта. Исключение ресурсов ОАО «НК «Роснефть» делает проект не рентабельным (вне зависимости от направления транспортировки);
- рекомендуемый центр сбора – месторождение Герасимовское (большая часть объектов уже существует);
- протяженность ПП ШФЛУ от ЦПС до Томска и Барабинска – нерентабельны;
- варианты с «утвержденными» ресурсами снижают суммарные объемы реализации, но слабо влияют на параметры оборудования и не снижают капитальных затрат;
- определены «рентабельные уровни добычи газа, нефти» для рассматриваемого региона;
- добыча природного газа - обязательное условие достижения экономической эффективности мероприятий по утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Лугинецко-Пудинской группы;
- вариант регионального объединения ресурсов ПНГ для выработки электроэнергии имеет неприемлемый уровень рентабельности;
- варианты с закачкой газа в пласт требуют значительных предпроектных инвестиций и не обеспечивают положительный экономический результат.

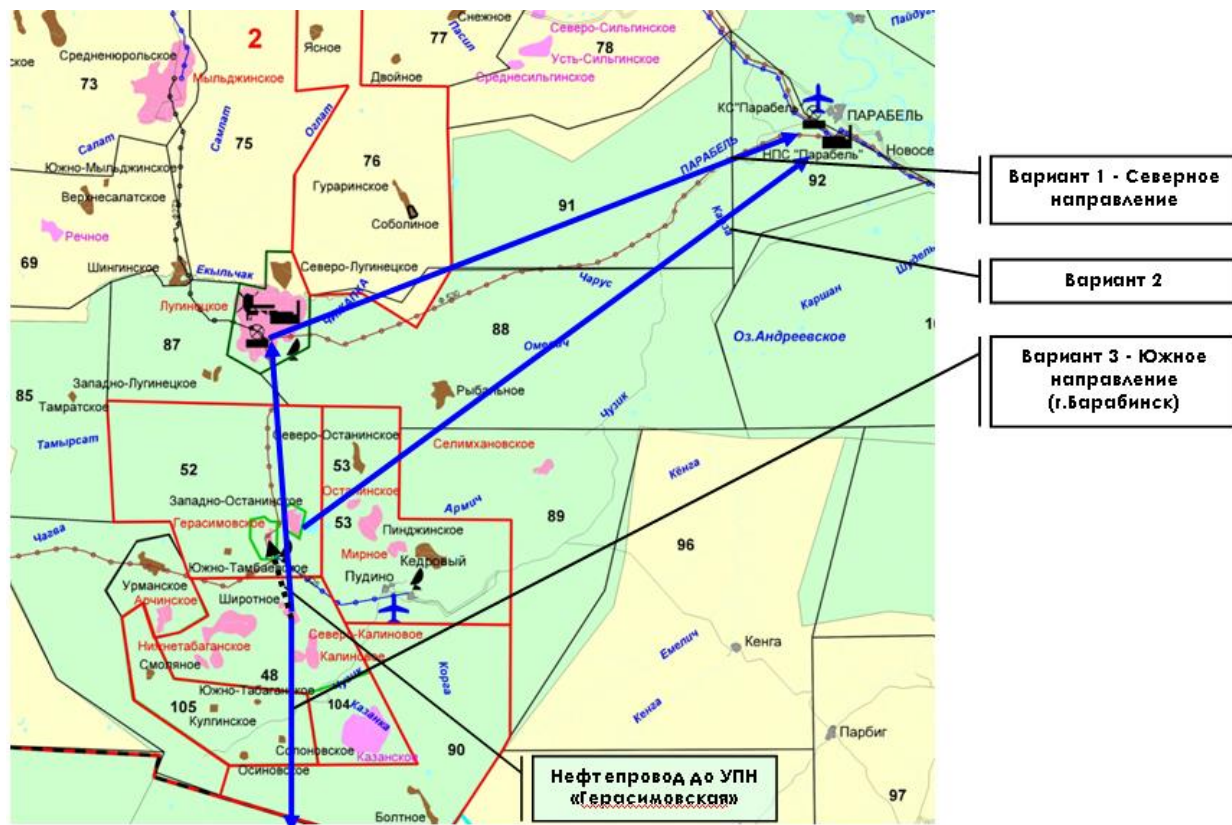


Рисунок 13. Варианты транспорта продукции неразрабатываемых месторождений

Как было отмечено, предполагается совместная разработка месторождений с участием всех недропользователей. Экономическая оценка проводилась при 100 % внутренней реализации продукции, так как на данный момент по этому сценарию осуществляется реализация продукции в Томской области.

После более детальной проработки и уточнения действующего законодательства возможно сотрудничество в части совместного освоения месторождений на условиях СРП.

Главными проблемами при экономических расчетах рассматриваемого проекта является объективная оценка капитальных затрат на обустройство месторождений, а также наиболее достоверные цены реализации добываемой продукции.

Определение доли участия в строительстве общих объектов обустройства.

Затраты на строительство и эксплуатацию объектов, предназначенных для совместного использования несколькими недропользователями, при

расчетах экономических показателей учитывались по соответствующим долям участия.

Размер доли вклада определялся исходя из следующих факторов:

1. Объем углеводородов проходящих через нефтепровод, газопровод за расчетный период (до 2040г.).
2. Извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата.

Распределение долей участия в строительстве общих объектов представлено на Рисунке 14.

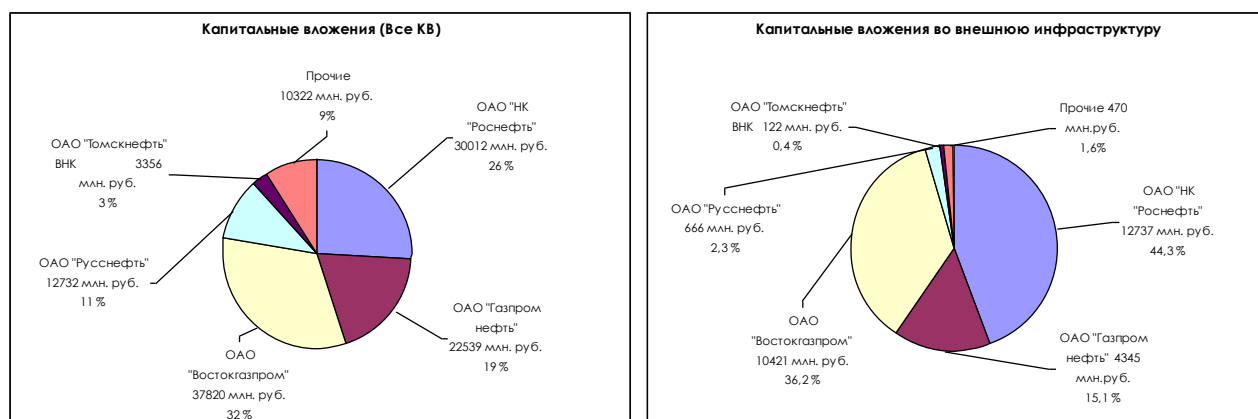


Рисунок 14. Распределение долей участия в строительстве внешней инфраструктуры.

Экономические показатели.

Как показали технико-экономические расчеты, выполненные в рамках проектных документов на разработку, рассматриваемый лицензионный участок и окрестные участки включают преимущественно мелкие месторождения, разработка которых отдельно на текущий момент нерентабельна. Объединение данных месторождений в единую технологическую схему позволяет значительно сократить количество требуемых технологических объектов и межпромысловых сетей.

Расчетный срок по всем вариантам составил 31 год (2009-2040 гг.).

На полное развитие с 2009 года предлагается бурение 493 скважин, из которых 298 добывающих и 195 нагнетательных. Все скважины наклонно-направленные. По ряду месторождений предусмотрено проведение операций ГРП.

Расчет капитальных вложений в объекты нефтепромыслового обустройства, производился с учетом существующей инфраструктуры и необходимых объектов строительства. Структура капитальных вложений представлена на рисунке 15.

Эксплуатационные затраты на добычу нефти рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти по Лугинецкому нефтедобывающему региону ОАО «Томскнефть ВНК».

Капитальные вложения за весь период составят 116780 млн.руб.. Добыча нефти за расчетный срок составит 43496 тыс. т., добыча газа 74334 млн.м3, дисконтированный (при ставке дисконта 15%) поток наличности за расчетный срок составит 19459 млн. руб, при IRR – 22%. Дисконтированный доход государства за расчетный период – 86287 млн. руб.



Рисунок 15. Экономическая оценка проекта.

Выводы

1. Комплексный проект характеризуется высокой экономической эффективностью. Реализация проекта позволит:

- добыть за расчетный период 31 год: нефти – 43496 тыс.т., газа – 74334 млн.м.З.;
- пополнить бюджет государства за расчетный период дисконтированными налоговыми платежами и отчислениями в размере 86287 млн.руб.;
- поток наличности за расчетный срок составит 19459 млн. руб, при IRR – 22%.

2. Месторождения, разработка которых ранее была не рентабельна, с учетом комплексного подхода имеют положительные экономические показатели (месторождения ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Русснефть» и т.д.).

3. Анализ чувствительности показал приемлемую устойчивость проекта к изменению внешних факторов и экономическую эффективность.

Но при уменьшении цены реализации более, чем на 18% и уменьшении добычи нефти и конденсата более, чем на 24% проект становится не рентабельным.

ГЛАВА 7. Доразведка месторождений, уточнение структуры порового пространства.

Как было отмечено ранее общие извлекаемые запасы нефти по группе месторождений составляют 127 млн т, (в том числе категория С2 - 54 млн т), запасы газа составляют 177 млрд м³, (в том числе категория С2 - 31 млрд м³), извлекаемые запасы конденсата составляют 22 млн т, (в том числе категория С2 - 3 млн т) - Рисунок 16.

В связи с недостаточной изученностью месторождений данной группы необходима реализация объемной программы доразведки. Но кроме стандартной программы доизучения месторождения предлагается на примере Юрубчено-Тохомского месторождения провести дополнительные исследования по определению структуры порового пространства которые позволять снять геологические риски.

Ниже приведены основные сведения о текущем состоянии доразведки и оптимизационные решения, принимаемые автором совместно с группой специалистов Компании, для максимального увеличения эффективности разработки Юрубчено-Тохомского месторождения, которые рекомендуются к реализации на месторождениях рассматриваемого района.



Рис.унок 16. Распределение извлекаемых запасов нефти, газа, конденсата по категориям (C1, C2).

Представлена концептуальная модель рифейского природного резервуара, основанная на результатах комплексного изучения керна, сейсмических данных и анализе продуктивности скважин. Показано, как с помощью интегрированного подхода к проектированию разработки от геологии до поверхностного обустройства снижаются риски по проектным решениям. Юрубчено-Тохомское месторождение является одним из крупнейших месторождений Восточной Сибири и его освоение – одна из приоритетных задач ОАО «НК «Роснефть». Месторождение характеризуется

сложным геологическим строением. По своим емкостным свойствам месторождение уникально: средняя пустотность коллекторов составляет ~ 1%, что на порядок ниже значений для традиционных месторождений углеводородов. Из более, чем 250 разрабатываемых объектов-аналогов (каверново-трещинный тип коллектора, карбонаты, режим растворенного газа), только четыре имеют пористость, схожую с Юрубчено-Тохомским месторождением, причем найденные объекты-аналоги расположены в зонах с развитой инфраструктурой, в отличие от ЮТМ.

Кроме того, месторождение характеризуется высокой неоднородностью по площади: более 60% разведочных скважин непродуктивны, еще 20 % - низкопродуктивны. Геологический разрез сложен для бурения – в разрезе присутствуют соляные пласты, твердые вулканические породы и кавернозно-трещиноватые зоны, что кратно увеличивает продолжительность и стоимость строительства скважины, по сравнению со скважинами Западно-Сибирских месторождений.

Для ввода месторождения необходимо построить нефтепровод длиной более 600 км, что для месторождения с подтвержденными извлекаемыми запасами категории С1 106 млн.т. является финансово трудной задачей. Тем не менее, это одно из ключевых месторождений для обеспечения загрузки нефтепровода Восточная Сибирь - Тихий океан (ВСТО) нефтью.

Нефтегазоконденсатное Юрубчено-Тохомское месторождение (ЮТМ) открыто в 1982 году, в широкомасштабную промышленную разработку пока не введено. Извлекаемые запасы основного подготовленного к разработке продуктивного объекта P_{1-2} Юрубченской залежи составляют около 106 млн т по категории С1 и 65 млн т по категории С2. Коллектор представлен древнейшими рифейскими карбонатными отложениями (возраст пород около 1 млрд л), перекрывающимися с угловым несогласием вендскими отложениями (рис. 17). Массивная газовая шапка по толщине сопоставима с нефтяной зоной (средние толщины составляют 42 и 40 метр соответственно) и играет значительную роль в энергетике пласта.

Одной из основных сложностей при изучении этого месторождения является его чрезвычайно низкая пустотность, которая по различным оценкам составляет от 0,5% до 2%. Данные значения пустотности находятся в диапазоне погрешности методов ГИС, что обуславливает крайнюю важность отбора керна и его детальных лабораторных исследований.

В 2010 году впервые продуктивной зоне закончены бурением две скважины с изолированным отбором керна.

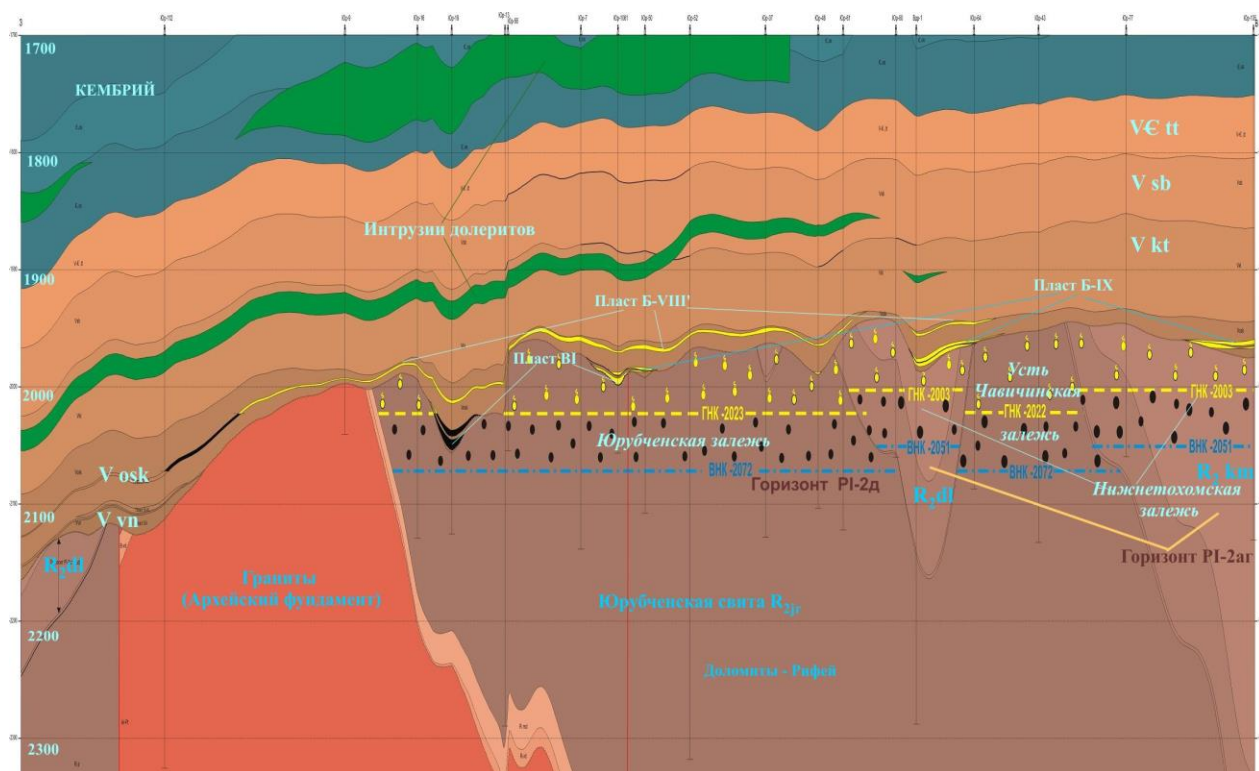


Рисунок 17. Геологическое строение Юрубчено-Тохомского месторождения.

В связи с этим, выполнен уникальный комплекс исследований, направленный на изучение пустотного пространства и определение емкостных и фильтрационных параметров пласта: исследования керна с помощью томографии, растровой электронной микроскопии, исследование пустотного пространства современными оптическими приборами. Стандартный для разведочных скважин комплекс каротажа на всех последних скважинах был дополнен специальными методами ГИС.

В результате детального анализа керна уточнена концептуальная модель коллектора, которая определяется каверново-трещинным типом пустотности. По данным анализа керна рифейский разрез представлен переслаиванием разнокристаллических, строматолитовых, сгустково-водорослевых и

окремненных доломитов. Основную емкость резервуара формируют каверны, основными путями фильтрации являются трещины (рис. 18).

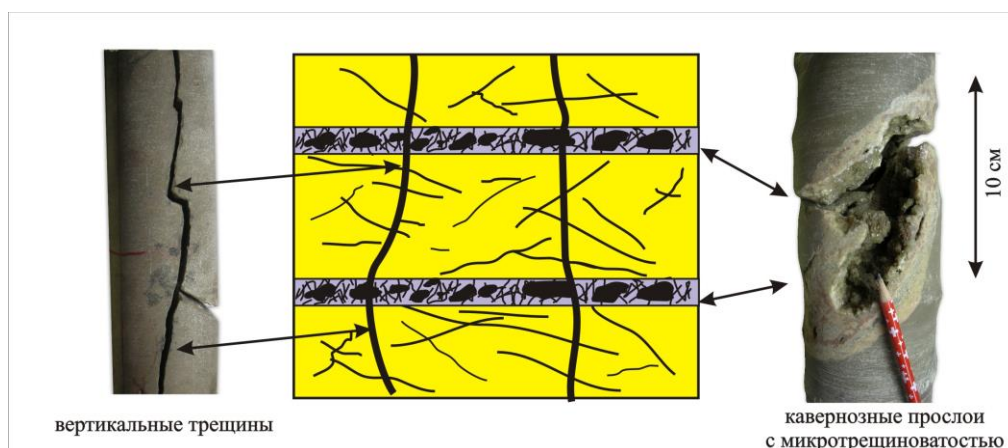


Рисунок 18. Концептуальная модель коллектора Юрубчено-Тохомского месторождения.

Размер каверновых полостей в отдельных случаях достигает 7-10 см в поперечнике, в среднем 1 см. Каверны связаны между собой системой вертикальных и субвертикальных трещин, а также за счет развитой локальной сети микротрещин в зонах кавернозности.

Благодаря получению прямых измерений пористости на керне и информации по минеральному составу, уточнена интерпретация ГИС: выполнена настройка объемной модели (система уравнений с использованием методов плотностного, нейтронного и акустического каротажей) на керновые данные - глинистость, содержание кварца и доломита.

В рамках комплексного изучения рифейских коллекторов ЮТМ проведен ряд специальных исследований, направленных на изучение трещиноватости. По данным скважинного имиджера микробокового каротажа FMI и ультразвукового скважинного сканера UBI получены основные параметры трещин (плотность/раскрытость/ориентация), которые откалиброваны на данные керна. Выявлена развитая система вертикальных и субвертикальных трещин, обладающих хорошей связностью, как по площади, так и разрезу. Средняя плотность трещин небольшая и составляет около 1-2 трещины на метр в среднем на все месторождение. Гидродинамическая связность системы трещин подтверждается множественными результатами гидропрослушивания пласта, которые зафиксировали чувствительность

контрольных скважин к изменению режима работы скважин на удалении до 7 км.

По методике фокусирующих преобразований, разработанной в ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», был получен куб рассеянных волн, в котором максимальным значениям компоненты соответствуют зоны повышенной трещиноватости и разуплотнения пород. Прделанная комплексная работа скорректировала область уверенного подтверждения запасов, что повлияло на расстановку и количество проектных скважин.

До настоящего времени подходы к разработке Юрубчено-Тохомского месторождения были традиционными. Основными проектными решениями по разработке являлись. Экономическая эффективность данной схемы разработки отрицательная и не позволяет ввести месторождение в разработку даже при существенных налоговых льготах. Этот факт определяет необходимость дальнейшего улучшения проектных решений ЮТМ.

Для оптимизации решений по разработке проведены детальные расчеты на актуализированной с учетом всех особенностей строения геолого-технологической модели месторождения, интегрированной с моделью инфраструктуры.

По результатам расчетов оптимальным заканчиванием скважин на всей площади месторождения является горизонтальный ствол. Физически это обусловлено интенсивной вертикальной и субвертикальной трещиноватостью, при которой продуктивность скважин и степень связи с пластом (дренируемый объем) определяется количеством вскрытых трещин. Оптимальной ориентацией сетки для максимальной продуктивности и максимальной накопленной добычи является ориентация перпендикулярно главному направлению трещиноватости.

Расчеты показывают преимущество варианта с бурением многозабойных скважин по отношению к вариантам с наклонно-направленными и горизонтальными скважинами: накопленная добыча нефти увеличивается на 20%. Следует также подчеркнуть технологический плюс данного варианта: основная стоимость скважины и временные затраты на бурение скважин на

ЮТМ связаны с бурением до продуктивного пласта из-за твердых вулканических пород и солевых пластов в разрезе. Это является серьезным фактором, ограничивающим количество скважин. При многозабойном бурении достигается уплотнение сетки скважин без бурения дополнительных скважин и без существенного роста капитальных затрат.

Трещиноватость влияет не только на выбор способа заканчивания скважин, но и на способ их эксплуатации. Расчеты, проведенные на детальных секторных моделях, показали, что эксплуатация скважины на депрессиях пусть даже незначительно больших, по сравнению с давлением гравитационного разделения в пласте фаз газ-нефть и нефть-вода, приводит к конусообразованию газа и воды и их прорыву в скважину. Поэтому режим разработки с ограничением депрессии на уровне гравитационного разделения фаз является предпочтительным по отношению к другим вариантам.

Привлечение опыта разработки месторождений-аналогов.

Для проверки полученных результатов был сделан анализ эффективности проектных решений на месторождениях-аналогах. Полного аналога Юрубчено-Тохомского месторождения в стадии добычи найти не удалось, из-за чего выбран ряд месторождений, аналогичных ключевым геологическим параметрам. Среди них карбонатные месторождения Natih (Оман), Bombay High (Индия), Dulang (Малайзия) и другие.

С некоторыми допущениями к аналогам можно отнести известное терригенное месторождение Troll (Норвегия) из-за обширной газовой шапки, мощной законтурной области и продуктивности, позволяющей скважинам работать на гравитационном режиме. На всех месторождениях горизонтальные скважины являются наиболее успешным способом заканчивания (на некоторых месторождениях начинают успешно применяться многозабойные горизонтальные скважины), практически везде реализуется обратная закачка газа в пласт и отсутствует площадная закачка воды.

Поэтому можно утверждать, что предлагаемые решения для Юрубчено-Тохомского месторождения являются надежными и работающими на

практике. Тем не менее, на месторождении существует ряд неопределенностей и рисков, обусловленных его уникальным геологическим строением и свойствами коллектора, которые необходимо снять на начальных стадиях реализации проекта.

Начато опережающее эксплуатационное бурение для отработки технологий и снятия основных рисков разработки месторождения: уже пробурено 6 горизонтальных скважин. Необходимо уточнение пористости по результатам прямых измерений на керне, в связи с этим запланирован отбор керна с каждой скважины куста. В случае изменения пористости на значительной площади месторождения необходим пересчет пористости и новый подсчет запасов.

На текущий момент времени в недостаточной степени изучены характеристики газовой шапки и динамика поведения газового фактора в горизонтальных скважинах при работе на разных режимах. В связи с этим в 2013 году планируется длительная эксплуатация скважин на разных депрессиях.

Заключение

В диссертационной работе обобщен материал по доюрским отложениям Томской области, выявлены закономерности формирования, распространения данных отложений, сформированы критерии определяющие способ заканчивания бурения новых скважин. Также определены критерии очередности ввода месторождений в разработку. Сформирована программа ввода в разработку группы месторождений территориально расположенных в одном районе.

Отличительными особенностями и преимуществами предложенной концепции является следующее:

1. Выполнен обзор, анализ литологических исследований пород коллекторов юго-востока Западно-Сибирской плиты. Выявлены особенности геологического строения, закономерности формирования, распространения доюрских отложений Томской области.

2. Изучен мировой опыт бурения горизонтальных, многозабойных скважин. Предложена технология вскрытия доюрских отложений с минимальным воздействием на пласт.

3. Сформирована программа ввода в промышленную разработку законсервированных месторождений, дополнительная добыча от которых частично компенсирует падение по крупным, веденным ранее месторождениям.

4. Разработана программа доразведки месторождений (в т.ч. уточнения структуры порового пространства доюрских отложений).

5. Проработан вариант долевого участия каждого недропользователя в освоении группы неразрабатываемых месторождений.

6. Выявлена значительная экономия финансовых вложений и соответствующее повышение экономической эффективности всей программы за счет комплексного освоения рассматриваемого региона. Определен альтернативный, комбинированный вариант транспортировки газа, конденсата, нефти данной группы месторождений.

Список используемых источников

Фондовая литература.

1. Ковешников А.Е. Литология и закономерности размещения пород-коллекторов в палеозойских отложениях Томской области. Диссертация на соискание ученой степени кандидата наук, Мингео СССР, СНИИГГиМС, НПО «СИБГЕО», 1990г.
2. Тищенко Г.И. Геологическое строение и нефтегазоносность зоны контакта доюрского фундамента и осадочного чехла юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, Диссертация на соискание ученой степени кандидата наук, Мингео СССР, СНИИГГиМС, 1978г.

Опубликованная литература

1. Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины/ Под ред. В.И.Краснова. – Новосибирск, 1999. -80с.
2. Рухин Л.Б. Основы литологии. Учение об осадочных породах, ГОСТОПТЕХИЗДАТ, Ленинград, Москва, 1953г.
3. Сурков В.С. Геология и геофизика Сибири: Избранные труды.- Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006г.- 486с.
4. В.Л.Кузнецов, А.С.Сальников, Б.А.Канарейкин, В.В. Титаренко Палеозой Западной Сибири в свете глубинных сейсмических исследований.- Москва, Научно-технический журнал, ЕАГО, Геофизика №1, стр.6
5. О.А.Шнип Плотность доюрских пород Нюрольской впадины.- Москва, ВНИИОЭНГ, Научно-техгический журнал, Геология нефти и газа №3, 1982г.– стр.49
6. С.М.Гуриева, С.П.Максимов, Р.Г.Панкина, Н.П.Запивалов, М.В.Дахнова Генезис CO₂ и прогноз его в газах юга Западной СибириГенезис CO₂ и прогноз его в газах юга Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №8, 1987г.– стр.6
7. В.У. Петраков, Н.В. Коптяев, В.М. Тищенко, А.С. Мингалеев, К.Я. Черкашина, Э.В. Кривошеев, А.В. Крылов Прогноз нефтегазоносности юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №8, 1987г.– стр.6
8. В.А. Бенесон, А.В. Самсонов, Н.Н. Дашкевич, В.Г. Сигатуллин, В.А. Кондрашов, Э.В. Кривошеев Геологическое строение и прогноз нефтегазоносности юго-востока Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №9, 1987г.– стр.36
9. С.М. Рыжкова, Ж.О. Бадмаева О природе нефтей палеозойского Нюрольского осадочного бассейна. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №9, 1990г.– стр.34
10. Н.В. Сысолятин Геологическое строение Южно-Тамбаевского месторождения по данным трехмерной сейсморазведки. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №10, 1991г.– стр.21
11. В.А. Бенесон, В.Г. Сальников, Н.И. Карапузов, Э.В. Кривошеев Геолого-сейсмический анализ и перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений на правобережье р.Обь. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №11, 1993г.– стр.11
12. В.А. Бенесон, А.С. Ефимов, Н.И. Карапузов, В.Г. Сибгатуллин

О геологической природе доюрского структурного комплекса в связи с перспективами его нефтегазоносности на юго-востоке западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №6,1994г.– стр.50

13. О.О. Абросимова К проблеме нефтегазоносности эрозионно-тектонических выступов палеозойского комплекса юго-востоке западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №5,1995г.– стр.4

14. О.О. Абросимова Закономерности распространения нефти разной парафинистости в эрозионно-тектонических выступах палеозойского комплекса юго-востока Западной Сибири Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №7,1996г.– стр.19

15. В.С. Сурков, В.П. Девятков, А.М. Казаков, Л.В. Смирнов, А.Е. Еханин, О.В. Серебренникова, А.В. Комаров, Г.И. Тищенко Нефтегазоносные комплексы и нефтегазогеологическое районирование нижнесреднеюрских отложений Томской области. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №11,1997г.– стр.4

16. Е.В. Белова, Л.М. Бурштейн, И.В. Жилина, И.А. Иванов, В.А. Каштанов, В.А. Конторович, Г.И. Тищенко, В.П. Мельников Перспективы нефтегазоносности зоны контакта отложений палеозоя и мезозоя Лугинецкого нефтегазоносного района (Томская область). Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №5,1998г.– стр.30

17. В.С. Сурков, А.М. Казаков, В.П. Девятков, Л.В. Смирнов, О.В. Шиганова, А.Е. Еханин, С.П. Зайцев, О.В. Серебренникова, Е.В. Гулая Нижнее-среднеюрские отложения юга западной Сибири (геохимия, гидрогеология, нефтегазоносность). Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №3-4,1999г.– стр.3

18. О.В. Золотова Перспективы нефтегазоносности нижнее-среднеюрских отложений северной части Усть-Тымской впадины. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №3-4,1999г.– стр.12

19. В.С. Славкин, Н.Н. Бакун, Е.А. Копилевич, А.В. Гончаров Новая структурная модель палеозоя юга Нюрольской впадины. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №2,2000г.– стр.26

20. О.В. Серебренникова, А.К. Головкин, А.М. Казаков, В.П. Девятков Геохимическая характеристика нефтегазоносных нижнее-среднеюрских комплексов юго-востока Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №2,2000г.– стр.38

21. О.О. Абросимова, Е.В. Белова Резервуары углеводородов в эрозионно-тектонических выступах доюрских пород юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №3,2000г.– стр.17

22. В.С. Славкин, Н.Н. Бакун, Е.А. Копилевич, А.В. Гончаров Новые данные о литолого-фациальной модели палеозойских отложений юга Нюрольской впадины (Западная Сибирь). Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №1,2001г.– стр.43

23. В.А. Бенесон, Н.И. Карапузов, С.С. Косова Биогермные ловушки – актуальное направление развития нефтегазопромысловых работ в переходном структурном комплексе Нюрольской впадины. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №5,2001г.– стр.8

24. И.С. Старобинец, Т.Н. Немченко Углеводородные системы юго-Востока Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №4,2002г.– стр.26

25. В.А. Конторович, С.А. Бердникова, С.В. Антипко Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и

- мезозойских отложений южной части Васюганской нефтегазоносной области. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №2, 2004г. – стр.8
26. А.Н. Задоев, И.С. Муртаев, О.Б. Дмитриева, В.Г. Савин, М.А. Соснина, Л.А. Задоев История изучения восточной части Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №4, 2004г. – стр.2
27. А.Н. Задоев, И.С. Муртаев, О.Б. Дмитриева, В.Г. Савин, М.А. Соснина, Л.А. Задоев Тектоника и геологическое строение палеозойских образований восточной части Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №5, 2004г. – стр.3
28. А.Н. Задоев, И.С. Муртаев, О.Б. Дмитриева, В.Г. Савин, М.А. Соснина, Л.А. Задоев Перспективы нефтегазоносности палеозойских образований восточной части Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №6, 2004г. – стр.2
29. М.С. Данилкин Время формирования залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Нюрольской впадины. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №6, 2005г. – стр.2
30. А.В. Ежова Генезис пустотного пространства и фильтрационно-емкостные свойства палеозойских коллекторов месторождений углеводородов Томской области. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №3, 2007г. – стр.20
31. А.Э. Контарович, Е.А. Костырева, В.Н. Менелевский, В.И. Москвин, А.Н. Фомин (ИНГГ СО РАН) Геохимические критерии нефтегазосности мезозойских отложений юго-востока Западной Сибири. Москва, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №1, 2009г. – стр.4
32. В.О. Красавчиков, В.А. Контарович, Г.Ф. Букреева, А.А. Карташов, О.В. Золотова, Л.С. Саенко Зоны потенциальной аккумуляции УВ в отложениях горизонта Ю₂ Западной Сибири (на примере Усть-Тымской мегавпадины и ее обрамления). Москва, ВНИИОЭНГ, Научно-технический журнал, Геология нефти и газа №9, 2010г. – стр.26
33. Е.М. Арабабжи, П.Н. Страхов История формирования пустотного пространства в карбонатных отложениях Калиновского месторождения. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №5, 1995г. – стр.15
34. Т.М. Онищук Палеозойские отложения – новое направление разведочных работ на нефть и газ на юго-востоке Западной Сибири. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №1, 1996г. – стр.2
35. А.С. Шатова Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на северо-востоке Томской области. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №2, 1996г. – стр.2
36. О.О. Абросимова Особенности гидродинамического режима погребенных эрозионно-тектонических выступов доюрских образований юго-востока Западной Сибири Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №7, 1996г. – стр.18
37. А.М. Казаков, О.В. Серебренникова, В.П. Девятков, Л.В. Смирнов, Н.А.Красноярцева Фациально-генетические и геохимические предпосылки нефтегазоносности нижнеюрских отложений юго-востока Западной Сибири. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №10, 1997г. – стр.11
38. А.В. Гончаров Особенности методики обработки сейсморазведочных данных МОГТ для изучения продуктивных палеозойских отложений Нюрольской впадины (Западная Сибирь). Москва, ВНИИОЭНГ, Научный

журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №11, 1997г.- стр.15

39. А.М. Казаков, О.В. Серебренникова, В.П. Девятков, В.Н. Буркова, Н.А. Красноярова, В.В. Сапьяник, Л.В. Смирнов Особенности формирования и геохимия органического вещества нижнетомских отложений (тогурская свита) на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №6, 1999г.- стр. 5

40. Н.П. Запивалов, О.А. Богатырева Гидродинамические типы месторождений Васюганской гряды Западно-Сибирского бассейна (западная часть Томской области). Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №3, 2000г.- стр. 27

41. Р.Б. Белов, Б.А. Канарейкин, А.Т. Сысоев Перспективы нефтегазоносности палеозойских образований и органогенные комплексы юго-востока Западной Сибири (Нюрольская впадина) по данным сейсморазведки и бурения. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №6, 2001г.- стр. 32

42. В.А. Конторович, Э.В. Кривошеев, В.Е. Шафтельский Современное состояние геолого-геофизической изученности и основные направления нефтепоисковых работ в юго-восточных районах Западной Сибири. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №8, 2001г.- стр.4

43.Н.А. Волкова, В.А. Клец, А.А. Поляков Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Лавровского наклонного вала (юго-восток Западной Сибири). Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №10, 2001г.- стр.80

44. Н.П. Запивалов, О.А. Богатырева Особенности флюидодинамических систем в связи с их нефтегазоносностью (на примере Пермского Приуралья и юга Западной Сибири). Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №3, 2002г.- стр.24

45. Н.П. Запивалов, О.А. Богатырева Прогноз нефтегазоносности восточной части Томской области по данным аэрокосмической информации и гидродинамики. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №2, 2003г.- стр.10

46. Н.А. Красноярова, О.В. Серебренникова, С.П. Зайцев Условия седиментации и катагенез рассеянного органического вещества нижней юры Западной Сибири. Москва, ВНИИОЭНГ, Научный журнал, Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений №3, 2009г.- стр.11

47. А.Н. Фомин Катагенез органического вещества палеозойских отложений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты. Новосибирск, СОРАН, Научный журнал, Геология и геофизика №6, 1997г. – стр.1079

48. С.В. Сараев, Т.П. Батурина Литология и геохимия триасовых отложений в вулканогенно-осадочном разрезе на юго-западе Западно-Сибирской синеклизы. Новосибирск, СОРАН, Научный журнал, Геология и геофизика №6, 2008г. – стр.477

49. А.Э. Конторович, А.И. Варламов, В.Г. Емешев, А.С. Ефимов, А.Г. Клец, А.В. Комаров, В.А. Конторович, И.В. Коровников, С.В. Сараев, Ю.Ф. Филиппов, И.В. Варакина, В.Н. Глинских, В.А. Лучинина, Н.В. Новожилова, Пегель Т.В., Н.В. Сенников, А.В. Тимохин. Новый тип разреза кембрия в восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения Восток-

- 1). Новосибирск, СОРАН, Научный журнал, Геология и геофизика №11, 2008г. – стр.1119
50. А.Э. Конторович, А.И. Варламов, Д.В. Гражданкин, Г.А. Карлова, А.Г. Клец, В.А. Конторович, С.В. Сараев, А.А. Терлеев, С.Ю. Беляев, И.В. Вараксина, А.С. Ефимов, Б.Б. Кочнев, К.Е. Наговицин, А.А. Постников, Ю.Ф. Филиппов Разрез венда восточной части Западно-Сибирской плиты (по результатам бурения параметрической скважины Восток-3). Новосибирск, СОРАН, Научный журнал, Геология и геофизика №12, 2008г. – стр.12
51. С.В. Сараев, Т.П. Батурина, В.А. Пономарчук, А.В. Травин С.В. Сараев, Т.П. Батурина, В.А. Пономарчук, А.В. Травин Пермские вулканы Колтогорско-Уренгойского рифта Западно-Сибирской синеклизы. Новосибирск, СОРАН, Научный журнал, Геология и геофизика №1, 2009г. – стр.4
52. И.А. Плесовских, И.И. Нестеров, Л.А. Нечипорук, В.С. Бочкарев Особенности геологического строения северной части Западно-Сибирской синеклизы и новые перспективные объекты для поисков углеводородного сырья. Новосибирск, СОРАН, Научный журнал, Геология и геофизика №9, 2009г. – стр.1025