



УДК 553.98

МОДЕЛЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ЗАСОЛОНЕННЫХ ПЕСЧАНО-ГРАВЕЛИТИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ НЕПСКОГО СВОДА

В.С.Воробьев (ООО «Газпромнефть-Ангара»), **И.В.Чеканов** (ООО «Газпромнефть НТЦ»), **Я.С.Клиновая** (ООО «Тюменский нефтяной научный центр»)

Впервые для месторождений центральной части Непского свода выполнен комплексный анализ геолого-геофизической информации для прогноза зон засоления и слабозасолоненных коллекторов. На основе данных по Верхнечонскому, Игнялинскому, Вакунайскому и Тымпучиканскому участкам обоснована модель засоления терригенных пород и предложена методика экспресс-прогноза зон, перспективных под бурение, применение которой возможно уже на этапе обработки и начальной интерпретации материалов сейсморазведки 3D.

Ключевые слова: засоление; галит; терригенные отложения; Непский свод; Верхнечонское, Вакунайское, Тымпучиканское, Игнялинское месторождения; когерентность; песчаник; гравелит; рентгеноструктурный анализ.

Для месторождений Непского свода (рис. 1) Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы характерно наличие как пластовых солей, так и выполнение ими порового пространства горных пород. Засоление распространено по площади и разрезу крайне неравномерно и связано с особенностями осадконакопления и палеотектонической активностью региона. Осадконакопление терригенных пород таково, что песчано-гравелитистые пласты в целом равномерно покрывают площадь, а отсутствие коллекторов за счет глинизации не характерно. Наличие эффективных толщин по скважинам, а значит, и их продуктивность определяются главным образом вторичными преобразованиями осадков. Ключевую роль в этом процессе играют галитизация и ангидритизация. Для основных месторождений региона (Верхнечонское, Чаяндинское, Талаканское, Вакунайское, Тымпучиканское, Игнялинское и др.) проблема прогноза зон улучшенных и засоленных коллекторов является ключевой. Вместе с тем до настоящего времени не было единой теории, описывающей миграцию высокоминерализованных рассолов и кристаллизацию солей в коллекторах. Существовало большое число гипотез, лишь частично подтверждающихся геолого-разведочными и эксплуатационными работами последних лет. В данной статье приведен анализ геолого-геофизических данных по Игнялинскому, Вакунайскому, Тымпучиканскому и Верхнечонскому месторождениям.

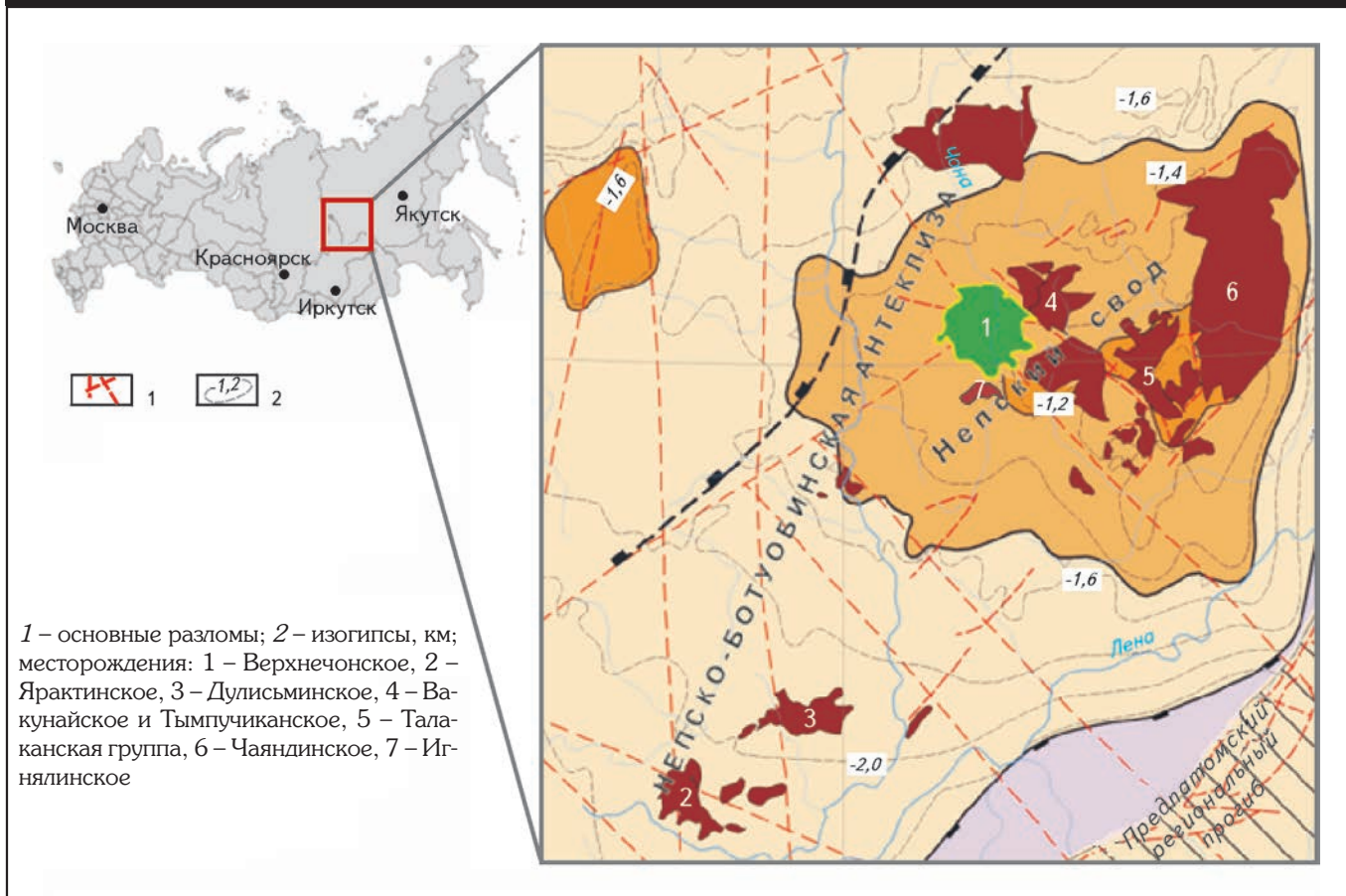
Накопленный авторами статьи материал современных геофизических исследований, бурения и выполненных ранее научных работ по центральной части Непского свода позволил впервые провести анализ основных гипотез распределения солей в терригенном комплексе региона, сформировать базовую модель засоления непской свиты, а также предложить методические основы комплексирования геолого-геофизических данных для разделения территории на зоны с высокой (неколлектор) и низкой степенью засоления (коллектор). Предложена методика экспресс-прогноза зон, перспективных под бурение, применение которой возможно уже на этапе обработки и начальной интерпретации материалов сейсморазведки 3D.

Общие сведения о строении Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы

Современное строение Сибирской платформы является результатом длительной и сложной истории ее тектонического развития. Геологические и геофизические материалы позволяют считать, что цоколь большей части территории архейского протократона и его середины – Сибирской платформы – сложен образованиями возрастом 3000 млн лет [2].

Непско-Ботуобинская антеклиза площадью около 210 тыс. км², расположенная в юго-восточной части

Рис. 1. МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕПСКОГО СВОДА НА ОБЗОРНОЙ (А) И ТЕКТОНИЧЕСКОЙ (Б) КАРТАХ



Сибирской платформы, вытянута от верховьев р. Нижней Тунгуски в северо-восточном направлении (удлинение 3:1). Ее граница имеет пликативно-дизъюнктивный характер. Антеклиза осложнена тремя положительными структурами I порядка – Непским сводом, Мирнинским и Собинско-Аявинским (в Катангской нефтегазодобывающей области) мегавыступами. В строении залежей нефти и газа тектоника играет весьма важную роль. Здесь нет ни одного месторождения, которое в той или иной степени не было бы осложнено разрывными нарушениями, выступами фундамента, дайками и др. Трапповый магматизм в пределах Непско-Ботубинской антеклизы проявился в существенно меньших масштабах, чем в северо-западных районах Сибирской платформы. Его образования здесь составляют около 3 % объема платформенного чехла и обычно залегают стратиграфически выше основных продуктивных горизонтов.

Размеры Непского свода по изогипсе -1,5 км составляют 220 × 270 км, амплитуда – около 250 м. Вверх по разрезу происходит постепенное выполаживание свода и даже его раскрытие в юго-восточном направлении. В центральной части свода выделяется Верхнечон-

ский структурный мыс. Он немного вытянут, воздымаясь в восточно-юго-восточном направлении. Его размеры 70 × 90 км. К юго-востоку от Верхнечонского структурного мыса закартировано Пеледуйское куполовидное поднятие. Оно имеет извилистые контуры, юго-восточная граница контролируется разрывом. Размеры 70 × 75 км, амплитуда превышает 100 м. В строении Верхнечонского структурного мыса и Пеледуйского куполовидного поднятия важная роль принадлежит дизъюнктивной тектонике.

С вендом связано начало плитной стадии развития платформы, фиксируются значительные перестройки рифейского структурного плана. В раннем венде (600-570 млн лет) началось новое погружение платформы, охватившее до 95 % ее территории, кроме наиболее поднятых участков Анабарского, Алданского и Центрально-Тунгусского щитов. На юге платформы накапливались преимущественно песчано-алевролитово-аргиллитовые осадки континентального и прибрежно-морского генезиса с резкой фациальной изменчивостью состава. Тем не менее анализ керн по скважинам Верхнечонского, Игнялинского, Тымпучиканского

и Вакунайского месторождений, выполненный авторами статьи, показывает, что нет ни одной скважины, в которой отсутствовали бы песчаники, которые вместе с гравелитами отмечаются во всех районах центральной части Непского свода. В то же время вторичные преобразования терригенных пород (галитизация, ангидритизация) существенно снизили фильтрационно-емкостные свойства отложений вплоть до полностью непроницаемых разностей.

Модель засоления терригенных отложений

Источник солей

Терригенные пласты V_{10} и V_{13} непской свиты (рис. 2) характеризуются сложным строением из-за невыдержанности коллекторов, обусловленной фациальной изменчивостью песчаников и их вторичным засолением. По 25 добывающим скважинам Верхнечонского месторождения («Роснефть»), а также 13 поисково-разведочным скважинам Игнялинского, Вакунайского и Тымпучиканского месторождений («Газпром нефть») отобран керн и проведены общие и специальные исследования. Для Верхнечонского газоконденсатного месторождения выделено 11 литотипов и 8 фаций, которые характерны и для прилегающих участков Чонской группы (рис. 3).

Толща имеет неоднородное строение. Она накапливалась в прибрежно-континентальных условиях под влиянием ритмичного чередования двух основных факторов: сноса терригенного материала с возвышенностей на северо-западе (в том числе выступов фундамента, которые находились в непосредственной близости, а иногда и на территории чонских участков) и трансгрессии моря с юго-востока. Песчано-гравелитовый слабоокатанный материал в пределах Непско-Ботубинской антеклизы имеет полевошпат-кварцевый состав с незначительной примесью глинистого вещества, состоящего в основном из хлорита и гидрослюд. При захоронении преобразование осадков и вод осуществлялось в условиях, близких к нейтральным — от слабоокислительных до слабощелочных (минерализация вод до 3 г/л). Существование окислительных условий подтверждается наличием бурых пятен на поверхностях зерен в терригенных породах и гидроксидов железа, входящих в гли-



Рис. 2. СХЕМА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ
1 – неколлектор; 2 – соль; 3 – карбонаты; 4 – терригенные отложения; 5 – зоны засоления песчаников

нистые минералы, например шамозит. Присутствие тяжелых металлов и незначительного количества пирита свидетельствует о слабовосстановительных условиях [10]. Приведенные данные позволяют утверждать, что засоление терригенных коллекторов исследуемого региона в процессе их седиментации не происходило.



Рис. 3. ОСНОВНЫЕ ТИПЫ ФАЦИЙ, СЛАГАЮЩИХ ПЛАСТЫ V_{10} , V_{13} НЕПСКОЙ СВИТЫ
А – эрозионное налегание фации гравелитовых покровов на породы фундамента, Б – переслаивание глинистых алевролитов и разнозернистых песчаников фации илисто-песчаного мелководья, В – песчаники с хорошей сортировкой и разнонаправленной слоистостью фации приливно-отливных каналов, Г – гравелиты фации конусов выноса, Д – песчаники с разнонаправленной слоистостью верхней части фации мигрирующих русел

Шкала венда и кембрия Восточно-Сибирского солеродного бассейна [22]

Общая шкала			Региональная шкала		Циклометрическая шкала		
система	отдел	ярус	горизонт	погоризонт	регоциклит	начало, млн лет	
Ордовик						490	
Кембрий	Верхний				Устьмундуйский	495	
					Устьпелядинский	500	
	Средний	Майский			Летнинский	505	
			Раннемайский перерыв			510	
	Нижний	Амгинский	Зеледеевский		Литвинцевский	515	
		Тойонский	Наманский				
			Чарский				
		Ботомский	Олекминский		Булайско-ангарский	520	
			Урицкий				
		Атдабанский	Толбачанский		Бельский	525	
	Эльганский						
	Томмотский	Усольский	Осинский	Усольский	530		
Венд	Верхний	Немакит-далдынский	Даниловский	Верхний	Тэтэрско-осинский	535	
				Средний	Собинский	540	
				Нижний	Катангский	545	
				Предданиловский перерыв		555	
			Тирский	Тирский	565		
	Нижний			Непский	Верхний	Верхненепский	575
					Нижний	Нижненепский	585
					Преднепский перерыв		600
Эдикарий			Вилючанский		Хоронохский	610	
					Бетинчинский	620	
	Предвильючанский перерыв		645				

Накапливавшиеся за непской свитой терригенные и карбонатные отложения достаточно хорошо изучены бурением и региональными, а по ряду месторождений детальными, геофизическими работами. Рассмотрим особенности формирования пород солесного бассейна в тирское, ранне- и позднеданиловское время вендского периода, а также ранне-, средне- и позднеусольское, эльганское, ранне- и позднетолбачанское, олекминское, чарское и метегерское время кембрийского периода (таблица). Представленное описание позволяет понять основные источники высокоминерализованных рассолов, поступивших в терригенные пласты непской свиты.

В тирское время песчаные толщи преимущественно накапливались на западном склоне Байкитской антеклизы, Ангаро-Ленской ступени и Присяно-Енисейской синеклизе. Предпатомский региональный прогиб длиной 200 км развит юго-восточнее района исследований. В прогнутой части отлагались галогенно-сульфатно-карбонатные разности. В центре Непского свода после

формирования тирского горизонта начался длительный предданиловский перерыв. Отложения были размыты практически полностью.

Выравнивание рельефа за счет предданиловского перерыва определило характер дальнейшего осадконакопления в катангское время. Большую часть платформы занимало мелководное море. Разрез представлен глинисто-карбонатными отложениями с редкими прослоями ангидритов [8, 11]. Лишь на территории Присяно-Енисейской синеклизы, где в погруженных частях бассейна водообмен был затруднен, отмечается осаждение каменной соли [22]. Наличие солей свидетельствует, что концентрация рассолов постоянно увеличивалась. В противном случае протекает процесс обратного растворения галита в воде [19]. В среднеданиловское время на большей части платформы продолжалось накопление карбонатных пород, которые сменялись к югу на сульфатно-доломитовые и галогенно-доломитовые.

В позднеданиловское время отлагались известняки и доломиты, сформировавшие карбонатные тела

в тэтэрской свите — пласты юрхский-I и юрхский-II. Повышение уровня океана привело к снижению минерализации вод, соли практически не отлагались.

Раннеусольское время (кембрий) характеризуется обмелением морского бассейна. Глубокий шельф сохранился лишь на севере платформы. Соленосная часть, по сравнению с предыдущими этапами развития бассейна, расширилась и занимала всю южную часть провинции.

В осинское (среднеусольское) время наблюдается снижение солености морского бассейна за счет повышения уровня мирового океана. Накапливаются карбонатные осадки, формирующие биогермные тела осинского продуктивного горизонта. Вверх по разрезу отмечается появление маломощных прослоев солей (галита, ангидрита и др.), формирование которых связано с себхами [12].

В позднеусольское время формировались в основном соленосные и сульфатно-карбонатные породы, мощность которых сильно изменчива по региону — от 100 до 600 м. Максимальные толщины связаны с Присяно-Енисейской синеклизой и Байкало-Патомским прогибом [22], где за счет быстрого прогибания осаждался галит, минимальные — с полосой субширотного простирания, захватывающей Непский свод. Здесь опускание дна бассейна компенсировано осадками и сформированы галогенно-доломитовые толщи.

В эльганское время лишь на юге платформы сохраняются зоны соленакпления. В остальных районах формировались карбонатные породы. Схожая обстановка отмечается и для раннетолбачанского этапа. Количество сульфатов и глинистого материала в центральных районах платформы не превышает 5 %.

В позднеболбачанское время соленосные области приурочены к северу платформы, а центральные ее части имеют доломитовый состав с редкими включениями ангидритов.

Отложения олекминского времени доломито-известкового состава перекрываются мощными соленосными толщами (чарское время). Отложения более разнообразны по составу в отношении к нижезалегающим. В максимально соленосной зоне юго-западного склона Непско-Ботубинской антеклизы, помимо галита, вскрыты пачки сильвинита, свидетельствующие о хемогенном выпадении солей из рассолов в аридном климате.

Метегерское время (средний кембрий) является ключевым этапом развития Сибирского соленосного бассейна [22]. Соленосные отложения распространены в южной и центральной частях платформы. Максимальная соленосность сосредоточена в Березовской впадине и Тынепском прогибе. Н.В.Мельников отмечает, что галит здесь занимает более 65 % разреза. На территории Непско-Ботубинской антеклизы (и Непского свода, в частности) соли из разреза выщелочены. Территория находится в зоне гипергенеза.

Анализ приведенной информации о строении соленосного бассейна свидетельствует, что за 55 млн лет развития на территории отложилось от 1500 до 3300 м галогенно-сульфатно-карбонатных пород. Циклическое строение образований венда и кембрия, с регионально развитыми перерывами в осадконакоплении и активной тектоникой, накладывает свои отпечатки на точное восстановление протекавших геологических процессов. Характер пород карбонатной формации указывает на их формирование в мелководном бассейне. Эпохи соленакпления связаны с образованием депрессионных впадин, заполнявшихся впоследствии осадками. Насыщение рапы галитом происходило относительно быстро, о чем свидетельствуют маломощные прослои сульфатных пород между доломитами и вышележащими солями [28]. С большой уверенностью можно предполагать, что именно кембрийские рассолы и их миграция служат основным источником солей для вторичного минералообразования в непской свите.

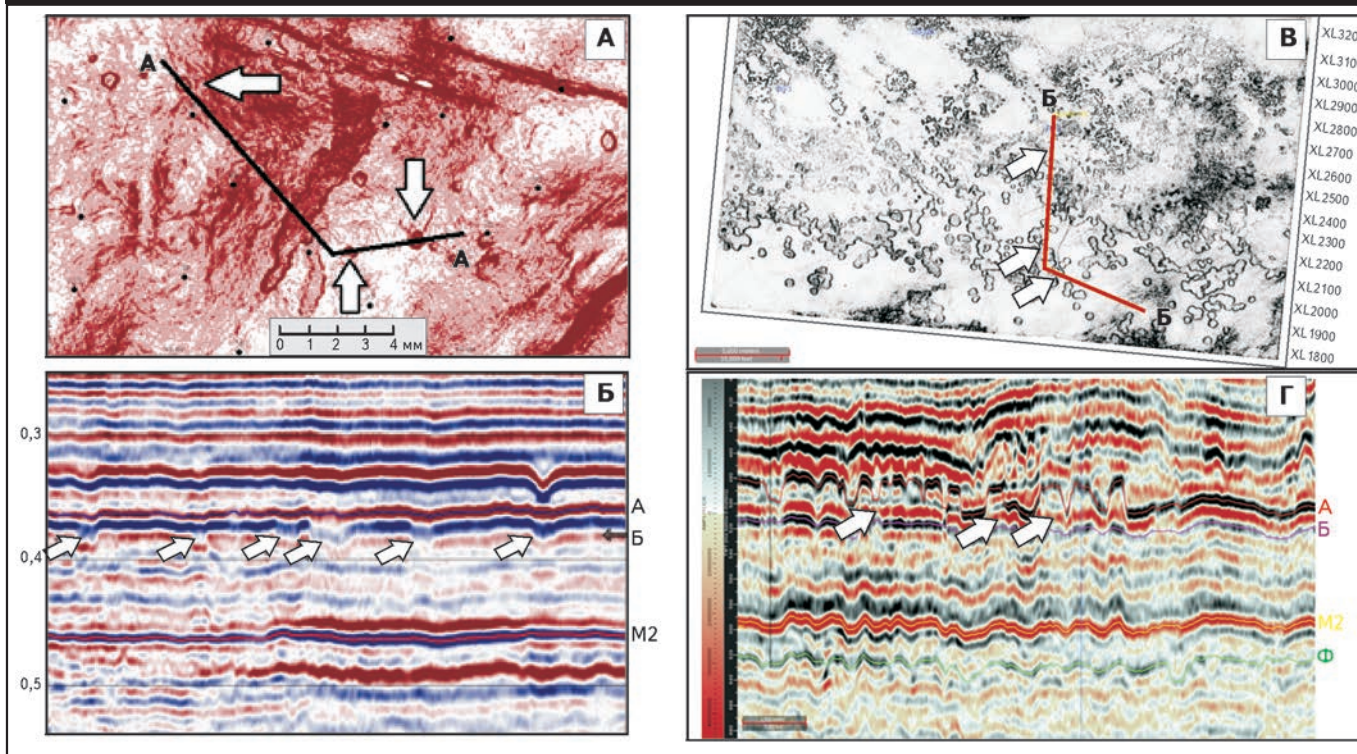
Пути и время миграции солей в терригенный комплекс

Во время накопления галогенных и сульфатных пород венд-кембрийского соленосного бассейна минерализация морской воды была повышенной. Естественно, часть рассолов, как жидкость с повышенной плотностью, просачивалась вниз по разрезу до водоупорного слоя, таким образом попадая в терригенный комплекс. Известны случаи, когда инфильтрационные воды проникали на глубину до 800-1000 м и более. При расстоянии 300-400 м по вертикали, от непской свиты до усольской, возможность нисходящего движения рассолов видится обоснованной. Уже на этапе уплотнения песчанников и глин воды с минерализацией, большей чем у седиментогенных, поступали в пласты V_{10} и V_{13} и активизировали вторичное минералообразование.

Анализ материалов сейсморазведки 3D дает основание предполагать транспорт соленых вод через карбонатную часть разреза по вертикальным разуплотненным зонам. На временных разрезах и горизонтальных слайсах параметра когерентности Верхнечонского и Игнялинского месторождений выделяются изометричные трубкообразные тела (рис. 4), по мнению авторов статьи связанные с проницаемыми участками. Формирование не вскрытых бурением объектов, выделяемых также на Чаяндинском, Талаканском, Вакунайском, Тымпучиканском и соседних месторождениях, обусловлено карстованием (карстовые воронки). Воронки размером от 200 до 600 м в поперечнике берут начало от катангской свиты и уверенно следятся до кровли осинского горизонта, иногда и выше [13].

В.И.Городничев, Д.И.Дробот, а также А.В.Городнов и В.Н.Черноглазов [16, 17] показывают влияние

Рис. 4. КАНАЛЫ ВЕРТИКАЛЬНОЙ МИГРАЦИИ ФЛЮИДОВ ЧЕРЕЗ КАРБОНАТНЫЙ ПОДОСИНСКИЙ КОМПЛЕКС ПОРОД ВЕРХНЕЧОНСКОГО (А, Б) И ЗОНЫ СОКРАЩЕННЫХ ТОЛЩИН НАДОСИНСКИХ СОЛЕЙ ИГНЯЛИНСКОГО (В, Г) МЕСТОРОЖДЕНИЙ



траппового магматизма на нефтегазоносность и вторичное преобразование пород ярактинского горизонта одноименного месторождения. Давление и температура, возникшие при внедрении усольского силла, послужили причинами конвективного массопереноса галита подземными рассолами из отложений усольской свиты [7]. Данный процесс принимается как базовый и для месторождений бассейна Marib Al-Jawf (Республика Йемен, Аравский полуостров). В регионе, представляющем грабенообразную структуру с разломами северо-западно-юго-восточного простирания [33], галитизация песчаного пласта Alif Member, сформированного дельтовыми и флювиальными отложениями и залегающего над солями Yah Member, связана с излиянием магм в олигоцене, плавлением солей, их миграцией и кристаллизацией в основном объекте разработки Alif Member [32].

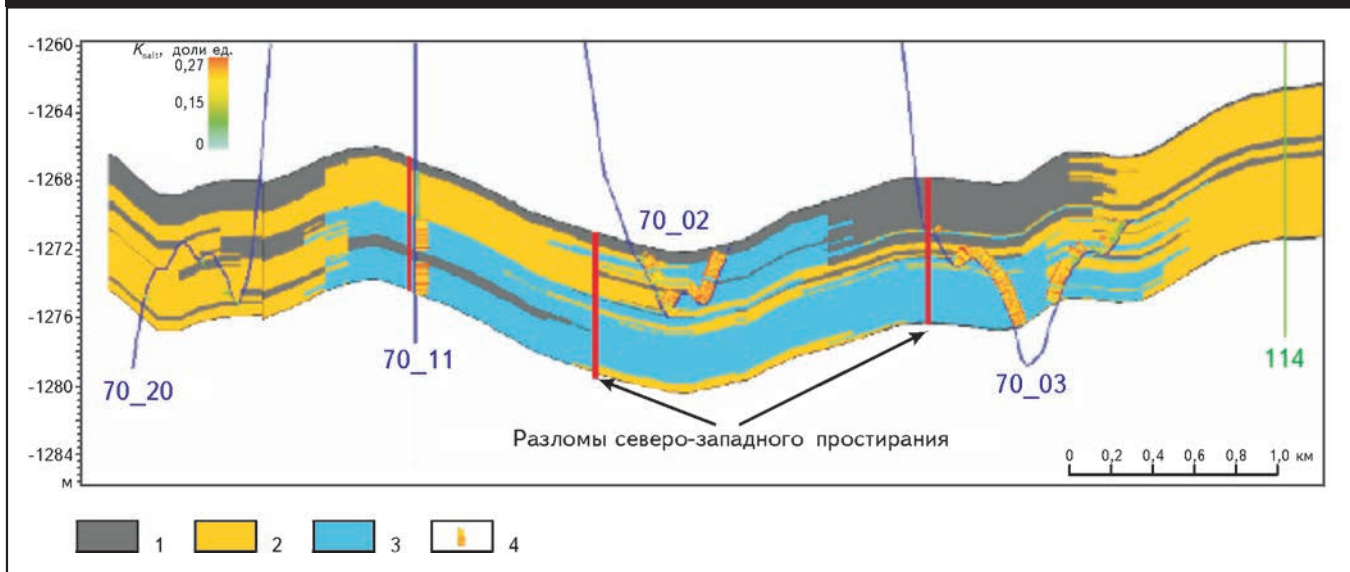
Для центральной части Непского свода трапповые тела расположены на глубине первые сотни метров, а целевой интервал находится на расстоянии около 1 км от магматических образований. По всей видимости, внедрение траппов триас-юрского возраста оказывало некоторое влияние на перераспределение сульфатных и галогенных пород по разрезу, однако главным фактором является не тепловое воздействие, имеющее кратковременный эффект, а образование разрывных наруше-

ний, связанных с внедрением магмы под давлением [4]. Нисходящая фильтрация рассолов проходила по таким ослабленным зонам [10]. Проведенный авторами статьи анализ более чем по 500 поисково-разведочным и добывающим скважинам Верхнечонского, Игналинского, Вакунайского и Тымпучиканского месторождений подтверждает данную гипотезу, но только для крупных разломов преимущественно северо-западного простирания. По мере приближения к зонам дислокации увеличивается доля солей (галита и ангидрита) в песчаниках, уменьшаются K_n и $K_{пр}$ (рис. 5), что доказывает возможное движение рассолов по разломам и влияние первых на вторичное выполнение песчаников солями.

Распределение солей в непской свите

К моменту поступления соленосных рассолов в терригенные отложения непской свиты данные породы уже претерпели ряд существенных изменений. Стадиальный анализ в шлифах показывает в большинстве случаев ряд вторичных изменений: регенерация кварца — регенерация полевого шпата — карбонатизация (доломитизация) — сульфатизация — галитизация. Последовательность выявлена и для Ярактинского, Марковско-го, Аянского, Среднеботубинского месторождений [1]. Кристаллы доломита корродируют регенерационные

Рис. 5. ПРИУРОЧЕННОСТЬ ЗАСОЛОНЕНИЯ К РАЗЛОМНЫМ ЗОНАМ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ПРОСТИРАНИЯ



1 – неколлектор (алевролит, аргиллит); 2 – коллектор; 3 – засоленный коллектор (в настоящее время неколлектор); 4 – коэффициент засоления по ГИС

каемки кварца и полевого шпата, свидетельствуя о более позднем времени карбонатизации по отношению к регенерации. Сульфатизация развита на тех же участках разреза, что и карбонатизация, но в меньшей степени [20]. McBride для месторождения Rankin Country Миссисиппского бассейна установил стадии вторичного минералообразования: регенерация кварца и полевого шпата – доломитизация – сульфатизация – галитизация [34]. Для формации Norphlet (верхняя юра, оксфорд), сложенной песчаниками эолового происхождения, отмечено несколько этапов цементации солями. Галит заполняет всю оставшуюся после ангидритизации часть порового пространства и на соседнем объекте Wayne Country. На месторождении Azal (Йемен) мезогенетический галит отложился после уплотнения осадка по схожей схеме [32, 35]. Представленная стадийность характерна при осаждении из высокоминерализованных рассолов. Еще в 1948 г. Дж.Уильямс провел эксперимент по осаждению минералов из морской воды. Установлено, что первыми в осадок выпадают оксиды железа, затем карбонат кальция, ангидрит и гипс, при повышении концентрации – галит и соли магния. Последним кристаллизуется хлорид калия. Эксперименты д’Анса и Ван Гофа привели к схожим результатам [5].

Проникавшие в непскую свиту рассолы распространялись по пластам. В интервалах с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и хорошей связанностью коллекторов они передвигались достаточно легко. В низкопористых и слабопроницаемых интервалах обмен был крайне затруднен. Исходные свойства пластов

V_{10} и V_{13} определяются основным параметром – глинистостью. По результатам керновых исследований (рентгено-структурный анализ, гранулометрический состав) Верхнечонского месторождения установлена зависимость доли солей, кристаллизовавшихся в поровом пространстве коллекторов непской свиты, от алевроглинистой составляющей. Высокоглинистые песчаники практически не содержат NaCl (рис. 6). Из статистики распределения галита по фациям V_{10} и V_{13} Верхнечонского месторождения следует, что максимальному вторичному выполнению солью подвержена фация миг-

Рис. 6. ВЗАИМОСВЯЗЬ КОЛИЧЕСТВА ГАЛИТА ОТ ДОЛИ АЛЕВРИТОГЛИНИСТОГО МАТЕРИАЛА ПО КЕРНЫМ ДАННЫМ ДЛЯ ПЛАСТОВ V_{10} И V_{13} ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

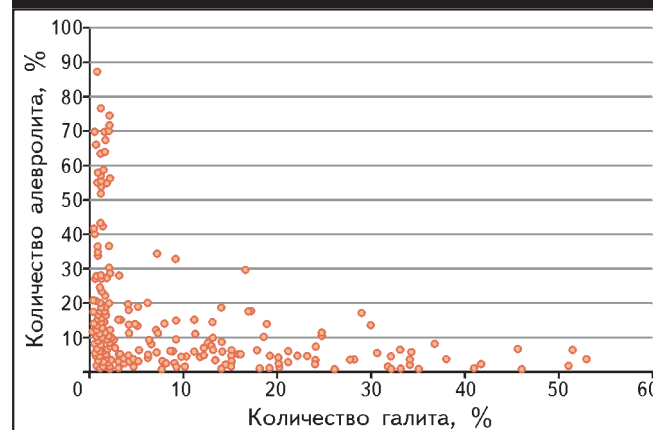
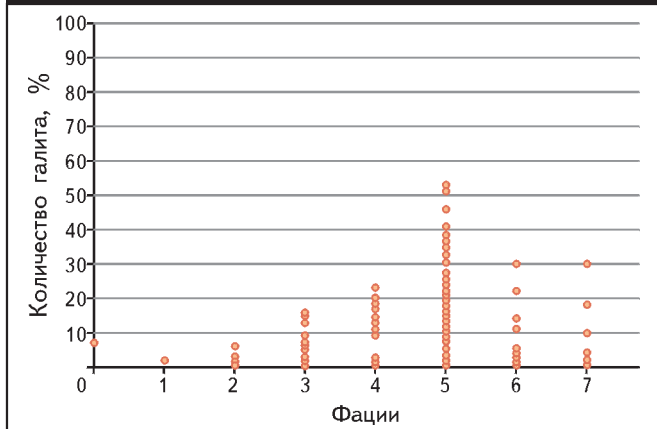


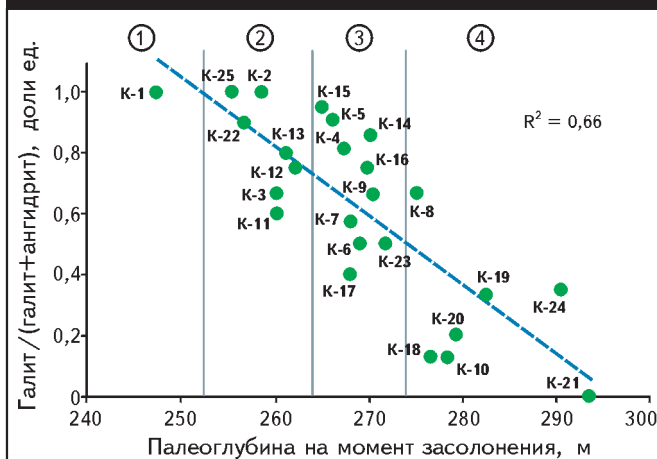
Рис. 7. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ГАЛИТА ПО ФАЦИЯМ ПЛАСТОВ В₁₀ И В₁₃ ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



Фации: 0 – сублитораль, 1 – базальная трансгрессивная брекчия, 2 – илистое мелководье, 3 – илисто-песчаное мелководье, 4 – приливно-отливной канал, 5 – мигрирующие русла, 6 – конусы выноса, 7 – мигрирующие гравийные покровы

рирующих русел пласта В₁₀ (рис. 7). Результаты отмыва стандартных образцов размером 30 мм показывают, что до галитизации эти породы обладали крайне высокими фильтрационно-емкостными параметрами. Так, пористость образцов фации мигрирующих русел для Тымпучиканского, Вакунайского и Игнялинского месторождений в среднем составляла 14,6 % при текущих 7,6 %, а проницаемость – 115,0 мкм² при текущих 0,91 мкм². Для конусов выноса и гравийных покровов, засоление которых сопоставимо, пористость составляла 12,5 % при

Рис. 8. ИЗМЕНЕНИЕ ДОЛИ ГАЛИТА ПО ДАННЫМ РЕНТГЕНО-СТРУКТУРНОГО АНАЛИЗА В ПОРОДАХ ПЛАСТОВ В₁₀ И В₁₃ С ПАЛЕОГЛУБИНОЙ НА МОМЕНТ ЗАСОЛОНЕНИЯ (уровень кровли усольской свиты) ДЛЯ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕПСКОГО СВОДА



Зоны (цифры в кружках): 1 – слабого засоления, 2 – преимущественной галитизации, 3 – смешанного засоления, 4 – преимущественной ангидритизации

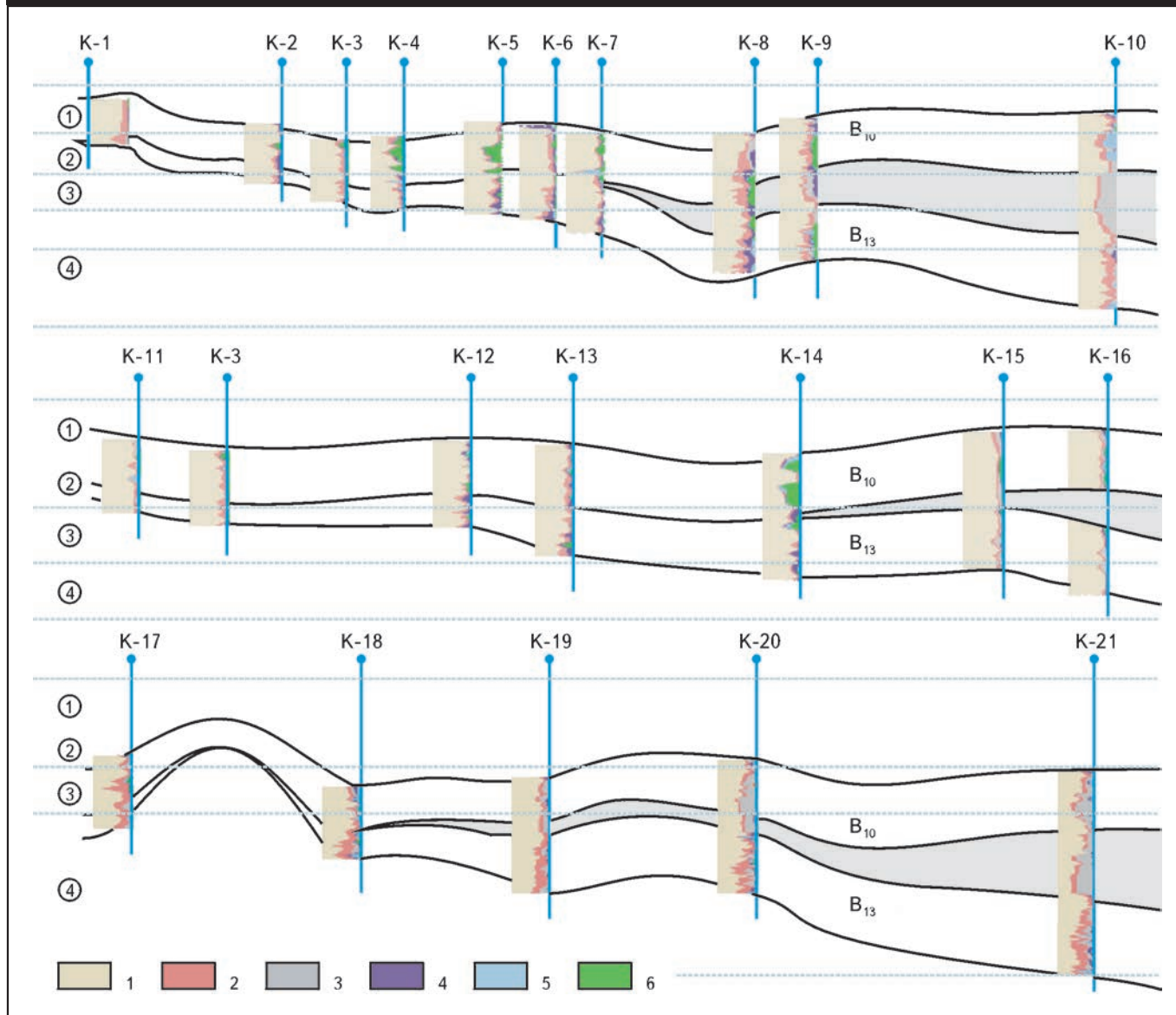
текущих 10,0 %, а проницаемость – 171,5 мкм² при текущих 173,0 мкм². В противоположность коллекторам изначально высокого класса, глинисто-алевритовые комплексы (включая песчаные прослои внутри них) засолены слабо. Начальные пористость и проницаемость равнялись 11,6 % и 0,50-1,00 мкм² при текущих 9 % и 0,25-0,50 мкм². Для описанных ниже отложений влияние галитизации имеет схожее значение. На месторождениях формации Norphlet пористость за счет уплотнения и вторичной цементации уменьшилась с 45 до 10-20 %. Природа процесса объясняется механизмом кристаллизации из растворов и связана с тем, что в крупных пустотах (трещинах, кавернах, полостях и т.д.) поверхность зародыша, необходимого для роста кристаллов галита, существенно меньше [21].

На момент появления рассолов в непской свите структурный план района исследований имел существенную дифференциацию. Наиболее приподнятые части пластов располагались в пределах северо-западной и западной частей Верхнечонского месторождения, погруженные – на юге Игнялинского и юго-востоке Тымпучиканского месторождений. Палеотектонический анализ по блокам Верхнечонского газоконденсатного месторождения показывает, что в бельское время районы месторождения, которые опускались, сильно засолены, а другие, которые поднимались (блок 5) несмотря на крупнозернистость песчаников, не содержат соль [30]. Рассолы, содержащие соли с различной плотностью, распределились по пластам В₁₀ и В₁₃ в соответствии с их плотностью. В приподнятых зонах сконцентрировались воды с относительно низкой минерализацией, в более погруженных – преимущественно галитового состава, в самых глубоких – ангидритового. Изучением керн подтверждено различие распределения типов солей по разрезу (рис. 8, 9).

Засоление носило этапный характер. Сначала проходило внутриконтурное локально развитое выполнение пор. В приконтактной зоне нефтяных залежей протекали интенсивные процессы преобразования коллекторов, главным результатом которых является формирование поясов вторичных хемогенных цементов [27]. По керну и ГИС Верхнечонского месторождения выделяется четыре уровня палеоводонефтяного контакта. Схожая картина описана и по Среднеботуобинской, Тас-Юряхской [15] и Братской [26] площадям. Механизм подтверждается для других нефтеносных провинций мира. В терригенных отложениях месторождений бассейна Marib Al-Jawf доказано развитие галита под палеоводонефтяным контактом. Вместе с NaCl всегда развиты интервалы битуминизации.

Пятый уровень засоления соответствует южным районам Верхнечонского месторождения и выходит за его пределы в сторону Игнялинского и Тымпучиканского участков. По всей видимости, имеются и следующие

Рис. 9. ИЗМЕНЕНИЕ СТЕПЕНИ И ХАРАКТЕРА ЗАСОЛОНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД ПЛАСТОВ B_{10} И B_{13} В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГИПСОМЕТРИЧЕСКОГО ПОЛОЖЕНИЯ ПЛАСТА НА МОМЕНТ ЗАСОЛОНЕНИЯ



1 – кварц; 2 – полевой шпат; 3 – сумма глин; 4 – сумма карбонатов; 5 – ангидрит; 6 – галит; остальные усл. обозначения см. на рис. 8

уровни палеоводонефтяных контактов, предпосылки выделения которых на юге Игнялинского месторождения фиксируются по данным керновых исследований. Данные уровни, вероятнее всего, соответствуют законтурному этапу, связанному с региональными тектоническими перестройками, которые определяются термобарическим и физико-химическим метаморфизмом. Термобарический метоморфизм обязан снижению давления и температуры, в результате чего из рассолов, в связи со снижением их водопроницаемости, выпадают соли. Падение горного давления могло быть обусловлено эрозионным разрушением верхних слоев чехла. На территории Лено-Тунгусской провинции мощность

эродированных пород достигает 1 км и более, что привело к понижению пластовых температур на 15-20°, давления – 15-20 МПа [3]. Для Сибирской платформы снижения пластовых температур отмечались также в неоднократные эпохи оледенений. Охлаждение распространялось на весь разрез вплоть до верхней части фундамента. По мере таяния льдов горное давление снижалось, что дополнительно влияло на описанные процессы.

Физико-химический метаморфизм характеризуется ростом минерализации подземных вод и выпадением солей в результате удаления молекул воды. Удаление воды может быть вызвано подземным испарением

или вымораживанием в периоды оледенений, подземным гидратообразованием [4]. Условия, благоприятные для гидратообразования, существовали в периоды оледенений в верхних интервалах разреза и существуют до сих пор в пределах Непско-Ботубинской нефтегазональной области и других северных районов провинции.

Текущее засоление терригенных пластов

Для месторождений Непского свода Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы засоление является ключевым параметром, определяющим продуктивность венд-кембрийского терригенного и карбонатного комплексов. Соли неравномерно распространены по площади и разрезу. Ангидрит и галит встречаются как в газовой, так нефтяной и водяной зонах. Сравнение констант равновесия и произведений активности свидетельствует о близком к предельному насыщении галитом подсолевых и межсолевых рассолов [7]. Процесс растворения солей пластовыми водами в настоящий момент протекает слабо. В газонефтяных зонах растворения не происходит. На южных окраинах бассейна вблизи краевых зон питания соль из песчаников практически полностью вымыта инфильтрационными водами. В породах фиксируются отпечатки кристаллов галита, что свидетельствует о наличии здесь NaCl в геологическом прошлом [25].

Структура порового пространства, изученная в шлифах Марковского, Аянского, Среднеботубинского, Чаяндинского, Талаканского месторождений, свидетельствует об относительно молодом возрасте залежей. Флюиды занимают остаточную от вторичных преобразований часть пород [1]. В научных публикациях часто обсуждается роль засоления. С одной стороны, это процесс, уменьшающий долю коллекторов в пласте и их фильтрационно-емкостные свойства, но с другой — галит и ангидрит запечатывают залежи, обеспечивая их сохранность. Приведенные авторами статьи данные совместно с доказанным блоковым строением месторождений Непско-Ботубинской антеклизы (экранирующая роль крупных разломов не вызывает сомнений) позволяют уверенно характеризовать засоление как негативный фактор.

В то же время существует и положительное влияние галитизации, обусловленное технологиями разработки нефтяных месторождений. Лабораторными экспериментами и промысловыми данными доказано, что при организации системы ППД (закачка пресной воды) на фронте вытеснения за счет размыва внутривпорового галита формируется зона предельной минерализации воды, что улучшает характеристику вытеснения: увеличиваются время безводной работы скважин и добыча за этот период [18]. Этот параметр существенно сказывается на экономической рентабельности проекта.

Установлено, что степень влияния рассоления на добычу зависит от неоднородного распределения NaCl по разрезу [9]. Комплексный подход по прогнозированию зон частичной и полной вторичной цементации продуктивных горизонтов позволяет учесть эти данные на этапе геологического и гидродинамического моделирования, сузить интервал неопределенностей в профилях добычи и оптимизировать разработку месторождений.

Методические основы выделения зон засоления по комплексу геолого-геофизических данных

Комплекс исследования засоленного керна существенно отличается от подходов для классических типов коллекторов и с начала нефтегазопоисковых работ претерпел ряд изменений. Основным технологическим и наиболее важным пунктом является проведение всех видов исследований без применения воды или с использованием пластовой высокоминерализованной (380-480 г/л). В результате бурения скважин на водах низкой минерализации, отбора неизолированного керна, его продольной распиловки, выбуривания стандартных образцов и изготовления шлифов с применением воды в качестве охлаждающей жидкости, в 80-90 гг. XX в. был потерян значительный объем информации. Данная ошибка не является уникальной, она часто допускалась и зарубежными компаниями в соленосных отложениях других нефтегазональных провинций [31]. С методической точки зрения крайне важным является корректное определение минералогии терригенных горных пород, а также галита и ангидрита в поровом пространстве. Только комплексирование результатов отмыва образцов керна от галита (измерение пористости и массы образцов до и после растворения NaCl), рентгено-структурного анализа и подсчета минералов в шлифах позволяет создать корректную объемную модель с учетом всех типов солей. На данном этапе необходимо аккуратно и взвешенно подходить к получаемым по керну результатам, поскольку потеря массы через отмыв водой завышает долю солей за счет осыпания сцементированных ими минералов и частичному выщелачиванию/растворению ангидрита. Рентгено-структурный анализ является полуколичественным методом, а шлифы характеризуют лишь точечное строение пласта [14].

С установленным по керну распределением галита и ангидрита, согласно которому засоление свойственно первоначально высокочемким и слабоглинистым породам, была составлена комплексная палетка ГГК_п и НК для одновременной оценки коэффициента пористости с учетом коэффициента засоления и/или коэффициента глинистости. При совпадении пористости по ГГК_п и НК(W) порода соответствует чистым песчаникам.

При повышении содержания галита в породе увеличивается пористость по $ГГК_n$ относительно пористости по НК. Превышение пористости по НК над аналогичным параметром по $ГГК_n$ обусловлено содержанием в породе глинистых минералов, в этом случае пористость принимается по $ГГК_n$ [6, 23, 24, 29]. Комплексирование методов $ГГК_n$ -НК и АК-НК позволяет одновременно учесть степень засоления и определить коэффициент пористости пород пластов V_{10} и V_{13} . Актуальным вопросом для Чонской группы месторождений является влияние комплекса ГИС на достоверность результатов петрофизической интерпретации данных каротажа, поскольку для подавляющего числа наклонно-направленных скважин разрез исследовался ограниченным комплексом. Кривые БК, ГК, НГК и АК являются основной информацией, отражающей физические особенности терригенного разреза. При расчете фильтрационно-емкостных свойств с их применением необходимо учитывать неопределенности восстановления параметров пласта на этапе геологического моделирования.

Выполненная интерпретация ГИС в скважинах центральной части Непского свода (Верхнечонское, Вакунайское, Тымпучиканское, Игнялинское месторождения — более 200 наклонно-направленных и 400 горизонтальных скважин!) в комплексе с детальными исследованиями керна нового поисково-разведочного и эксплуатационного фонда, согласно описанной схеме, легла в основу концептуальной модели засоления вендских отложений. На следующем этапе данный концепт увязан с материалами сейсморазведочных работ 3D. При комплексировании с площадными геофизическими работами важно понимать ограничения и разрешающую способность каждого из методов. Наиболее оптимальным вариантом на текущий момент, видимо, является прогноз коллекторов и их свойств методом инверсии сейсмоданных. Однако процесс выполнения этого прогноза крайне чувствителен к качеству входных данных и их количеству, что не всегда соблюдается для поисково-разведочной стадии. Кроме того, выполнение сейсмической инверсии и интеграция ее результатов в геологические модели занимают не менее 1-2 лет, что не всегда возможно для проектов в регионе, в связи с необходимостью максимально быстро вводить месторождения в разработку (законодательством предусмотрена льготная система налогообложения в первые 15 лет с момента выдачи лицензии на добычу — НДПИ = 0).

Базовой особенностью строения пластов V_{10} и V_{13} терригенного комплекса венда является отсутствие коллекторов в пределах центральной части Непского свода, что связано именно с засолением. Скважин, в которых коллекторы отсутствовали бы исключительно по причине глинизации, практически нет. Исходя из этого предполагается, что большая часть латеральных неоднородностей песчаников и гравелитов непской свиты,

фиксируемых на атрибутах прогноза по сейсморазведке 3D, в том числе и по параметру «когерентность», характеризует тектоническое строение пластов, а также степень галитизации и ангидритизации коллекторов (рис. 10) — связанные друг с другом параметры.

Для всех поисковых и разведочных скважин Верхнечонского, Вакунайского, Тымпучиканского и Игнялинского лицензионных участков выполнено сопоставление эффективных толщин пластов $V_{10}+V_{13}$ с картой когерентности в интервале М2-Ф. Объединенная по Верхнечонскому, Вакунайскому, Тымпучиканскому и Игнялинскому лицензионным участкам карта параметра когерентности была разделена на три цвета: светло-серый, темно-серый и черный. Скважины сгруппированы в категории по их попаданию в зоны с соответствующей цветокодировкой, отражающей степень тектонической активности района месторождений. Из гистограмм и схем корреляции видно, что точки из светлых зон характеризуются повышенными эффективными толщинами (составляющими в среднем 9,2 м) и минимальным содержанием солей (см. рис. 10). При этом скважинам из двух других выборок свойственны пониженные мощности (5,4 м для темно-серых и 1,1 м для черных) и значительно более высокие проценты галитизации и ангидритизации пород.

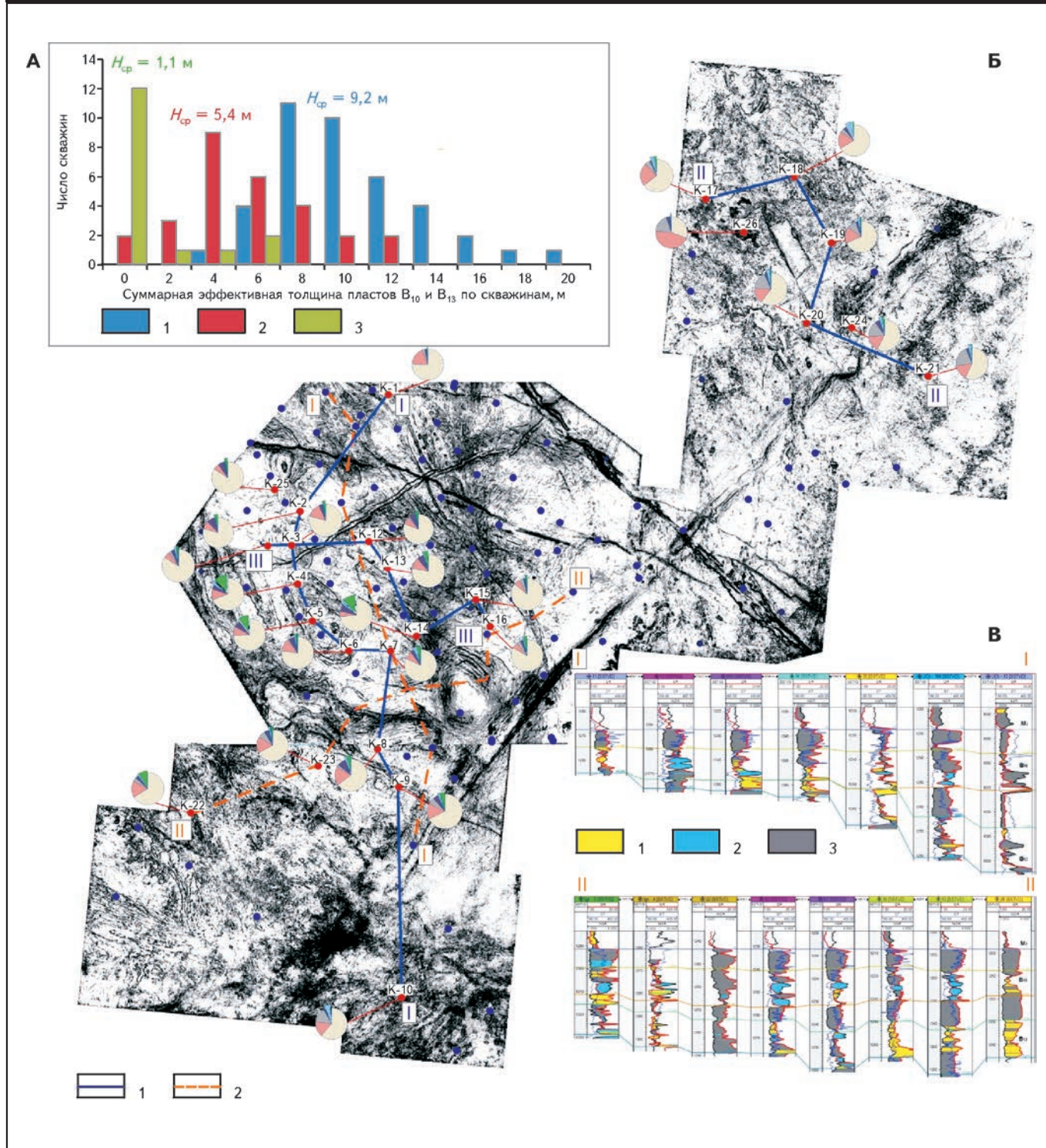
Использование выявленных аналитических зависимостей позволяет уже на этапе обработки и начальной интерпретации материалов сейсморазведки 3D обоснованно размещать скважины поисково-разведочного и эксплуатационного бурения. Тем не менее необходимо учитывать имеющиеся геологические неопределенности, связанные с разрешающей способностью сейсморазведки 3D, теснотой связей выявленных зависимостей и изменчивостью пластов V_{10} и V_{13} . Особое внимание следует уделять данным сейсморазведочных работ 3D, поскольку на параметр когерентности часто могут влиять аномалии по вышележащим продуктивным горизонтам и их неучет на этапе обработки данных.

Выводы

1. Впервые для месторождений центральной части Непского свода выполнен комплексный анализ геолого-геофизической информации по более чем 200 наклонно-направленным и 400 горизонтальным скважинам, а также 4500 км² материалов сейсморазведки 3D для определения причин последствий засоления и прогнозирования зон развития коллекторов.

2. Засоление является вторичным процессом. Перемещение рассолов из верхнекембрийской части разреза через венд-кембрийские карбонаты осуществлялось в основном по вертикальным разуплотненным зонам (литологические окна и зоны трещиновато-

Рис. 10. ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ЗАСОЛОНЕНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НА КАРТЕ ПАРАМЕТРА КОГЕРЕНТНОСТИ В ИНТЕРВАЛЕ ПЛАСТОВ V_{10} и V_{13}



А – гистограмма суммарных эффективных толщин по пластам V_{10} и V_{13} для типов скважин разноизмененных тектонических зон: 1 – слабоизмененных (светло-серый цвет), 2 – среднеизмененных (темно-серый цвет), 3 – сильноизмененных (черный цвет), Б – карта когерентности по данным сейсморазведки 3D с нанесенными результатами рентгено-структурного анализа (круговые диаграммы) по керну пластов V_{10} и V_{13} , линии: 1 – геологического разреза, 2 – схемы корреляции, Б' – схемы корреляции по линиям I – I и II – II с вынесенными результатами интерпретации ГИС: незасолоненный коллектор (1), засоленный неколлектор (2) и глинистый неколлектор (3)

сти/разломы, активность которых, вероятно, связана с временем траппового магматизма). Поступавшие в непскую свиту воды распространялись по пропласткам с высокими фильтрационно-емкостными свойствами и хорошей связанностью коллекторов.

3. Рассолы, содержащие соли с различной плотностью, распределились по пластам V_{10} и V_{13} в соответствии с их плотностью. В приподнятых зонах сконцентрировались воды с относительно низкой минерализацией, в более погруженных — с преобладанием галита, в самых глубоких — ангидрита.

4. Установлено, что степень засоления пород пластов V_{10} и V_{13} хорошо коррелирует с параметром когерентности по данным сейсморазведки 3D, показывающей тектоническую активность зоны. Районам с дифференцированным строением соответствует высокая степень засоления, участкам без дифференциации — низкая.

5. Использование выявленных аналитических зависимостей позволяет уже на этапе обработки и начальной интерпретации материалов сейсморазведки 3D обоснованно размещать скважины поисково-разведочного и эксплуатационного бурения.

Литература

1. **Анциферов А.С.** Формирование нефтегазовых залежей и методика их поисков в южных районах Сибирской платформы / А.С.Анциферов // Геология нефти и газа. — 1976. — № 12.
2. **Анциферов А.С.** Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С.Анциферов, В.Е.Бакин, И.П.Варламов и др. — М.: Недра, 1981.
3. **Анциферов А.С.** Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы / А.С.Анциферов. — М.: Недра, 1989.
4. **Анциферов А.С.** Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.С.Анциферов // Геология и геофизика. — 2003. — № 6.
5. **Архипов С.В.** Условия формирования отложений продуктивного пласта О1 Непско-Ботуобинской антеклизы и его строение / С.В.Архипов, А.С.Киришев // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Сургутского района. Вып. 6. — 2005.
6. **Бобров С.Е.** Построение петрофизической модели с применением кластерного анализа при типизации пород по данным геофизических исследований скважин / С.Е.Бобров, А.А.Бовыкин // Нефтяное хозяйство. — 2010. — № 11.
7. **Букаты М.Б.** Причины засоления нефтегазоносных коллекторов на юге Сибирской платформы / М.Б.Букаты, В.И.Вожов, Т.А.Горохова и др. // Геология и геофизика. — 1981. — № 9.
8. **Вилесов А.П.** Литологическая характеристика преобразованного продуктивного горизонта Верхнечонского месторождения (Восточная Сибирь) / А.П.Вилесов, В.С.Воробьев // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 10.
9. **Виноградов И.А.** Исследование процесса рассоления при разработке засоленных терригенных коллекторов Верхнечонского месторождения / И.А.Виноградов, А.А.Загоровский, В.А.Гринченко, Я.И.Гордеев // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 1.
10. **Вожов В.И.** Вторичное минералообразование в венд-нижнекембрийских отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы / В.И.Вожов, Л.С.Чернова // Геология нефти и газа. — 1999. — № 11-12.
11. **Воробьев В.С.** Модель формирования преобразованного продуктивного горизонта венда (Восточная Сибирь) / В.С.Воробьев, А.П.Вилесов // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 10.
12. **Воробьев В.С.** Строение и условия образования осинского горизонта в пределах Верхнечонского месторождения / В.С.Воробьев, А.П.Вилесов, О.В.Боброва, И.Е.Макаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2013. — № 12.
13. **Воробьев В.С.** Прогноз перспективных зон развития коллекторов в осинском продуктивном горизонте на основе материалов сейсморазведки и реконструкции истории геологического развития / В.С.Воробьев, В.В.Иванюк, А.П.Вилесов // Геология нефти и газа. — 2014. — № 3.
14. **Воробьев В.С.** Закономерности распределения коллекторов и интервалов засоления в терригенном комплексе венда Чонской группы месторождений (Восточная Сибирь) / В.С.Воробьев, Л.Н.Шакирзянов, Е.А.Жуковская // Проблемы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов нефтегазоконденсатных месторождений: Тез. конф., СПб., 2015. — 2015.
15. **Гмид Л.П.** Литолого-петрографические критерии нефтегазоносности [Электронный ресурс] / Л.П.Гмид, Т.Д.Шибина // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2009. — Т. 4. — № 3. — Режим доступа: www.ngtp.ru/rub/10/29_2009.pdf.
16. **Городничев В.И.** Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность продуктивных отложений Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области / В.И.Городничев, Д.И.Дробот // Геология и геофизика. — 1981. — № 12.
17. **Городнов А.В.** Определение фильтрационно-емкостных свойств засоленных коллекторов в терригенных отложениях Непского свода Восточной Сибири / А.В.Городнов, В.Н.Черноглазов, О.П.Давыдова // Каротажник. — 2012. — № 12.
18. **Гринченко В.А.** Лабораторное исследование процесса рассоления при заводнении засоленных коллекторов Верхнечонского месторождения / В.А.Гринченко, И.А.Виноградов, А.А.Загоровский // Нефтяное хозяйство. — 2013. — № 4.
19. **Жарков М.А.** Наборы и ассоциации соляных пород соленосных формаций хлоридного типа, их сравнительная характеристика и механизм образования / М.А. Жарков, Т.М.Жаркова // Труды ин-та геологии и геофизики СО АН СССР. Вып. 83. — 1969.
20. **Коновальцева Е.С.** Вторичные процессы в породах-коллекторах продуктивных отложений Ярактинского месторождения [Электронный ресурс] / Е.С.Коновальцева // Нефтяная геология. Теория и практика. — 2010. — Т. 5. — № 1. — Режим доступа: www.ngtp.ru/rub/2/18_2010.pdf.
21. **Матусевич Л.Н.** Кристаллизация из растворов в химической промышленности / Л.Н.Матусевич. — М.: Химия, 1968.

22. **Мельников Н.В.** Венд-нижнекембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития) / Н.В.Мельников. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009.

23. **Мухидинов Ш.В.** Современные достижения в петрофизическом изучении терригенных коллекторов Чонской группы месторождений / Ш.В.Мухидинов, В.С.Воробьев // Геобайкал 2016: Тез. конф. – 2016.

24. **Мухидинов Ш.В.** Методические особенности петрофизического изучения засоленных терригенных пород нефтегазовых месторождений Чонской группы / Ш.В.Мухидинов, В.С.Воробьев // ПРОНефть. Профессионально о нефти. – 2017. – № 1.

25. **Писарчик Я.К.** Литология и фации нижне-среднекембрийский отложений Иркутского амфитеатра (в связи с нефтегазоносностью и соленосностью) / Я.К.Писарчик // Тр. ВСЕГЕИ. Нов. сер. – 1963. – Т. 89.

26. **Сахибгареев Р.С.** Древние водонептяные контакты как показатели истории формирования и разрушения залежей / Р.С.Сахибгареев, А.Д.Виноградов // Доклады АН СССР. – 1981. – Т. 257. – № 2.

27. **Сахибгареев Р.С.** Этапы формирования Верхнечонского газонептяного месторождения / Р.С.Сахибгареев, Б.В.Самсонов // Прогноз нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе. – Л.: Изд-во ВНИГРИ, 1988.

28. **Чечель Э.И.** Наборы и ассоциации соляных пород соленосных формаций хлоридного типа, их сравнительная характеристика и механизм образования / Э.И.Чечель // Тр. ин-та геологии и геофизики СО АН СССР. Вып. 8. – 1969.

29. **Щетинина Н.В.** История развития петрофизической модели верхнечонского горизонта / Н.В.Щетинина, Я.И.Гильманов, Д.А.Анурьев, Е.С.Бусуек // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2015. – № 3.

30. **Янкова Н.В.** Некоторые аспекты образования засоленных коллекторов Верхнечонского месторождения / Н.В.Янкова // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2.

31. **Honda H.** Diagenesis and reservoir quality of the Norphlet sandstone(Upper Jurassic), the Hatters Pond area, Mobile County, Alabama / H.Honda // Master's Thesis. – University of Texas, Austin, Texas, 1981.

32. **Huurdeman A.J.M.** Assessment of halite-cemented reservoir zones / A.J.M.Huurdeman, J.N.Breunese, A.M.S.Al-Asbahi, J.E.Lutgert, F.J.T.Floris // J. Petroleum Technology. – 1991. – V. 43.

33. **Maycock I.D.** Oil exploration and development in Marib/Al Jawf Basin, Yemen Arab Republic / I.D.Maycock // AAPG Annual Convention, Houston, March 20-23, 1988.

34. **McBride E.F.** Diagenetic history of Norphlet formation (Upper Jurassic), Rankin County, Mississippi / E.F.McBride // GCAGS Trans. – 1981. – V. 37.

35. **Schenk C.J.** Role of halite in the evolution of sandstone porosity, upper Jurassic Norphlet formation, Mississippi salt basin / C.J.Schenk, J.W.Schmoker // GCAGS and Gulf Coast SEPM 43rd Annual Meeting, Shreveport, Louisiana, October 20-22, 1993.

© В.С.Воробьев, И.В.Чеканов, Я.С.Клиновская, 2017

Владимир Сергеевич Воробьев,
руководитель направления по геологии,
кандидат геолого-минералогических наук,
Vorobev.VS@gazprom-neft.ru;

Игнат Владимирович Чеканов,
начальник отдела,
Chekanov.IV@gazpromneft-ntc.ru;

Яна Станиславовна Клиновская,
ведущий специалист,
ysklinovaya@rosneft.ru.

THE DISTRIBUTION MODEL OF TERRIGENOUS RESERVOIRS AND SALINE SAND-GRAVELITE DEPOSITS WITHIN THE FIELDS OF THE CENTRAL PART OF THE NEPAL ARCH

Vorobyev V.S. (ООО "Газпромнефть-Ангара"), Chekanov I.V. (ООО "Газпромнефть NTC"), Klinovaya Ya.S. (ООО "ТННК")

The presence of both formation salts and the pore space of rocks being created by these salts are typical of the deposits of the Nepa arch of the Nepa-Botubinsk anticline of the Siberian Platform. Salinization's spread in the area and in the section is extremely uneven. The presence of effective thicknesses in terrigenous stratum, and therefore their productivity, is determined mainly by secondary transformations of sediments. A major role in this process is played by attenuation and anhydriding. The problem of forecasting zones of improved and saline reservoirs is the key issue for the main deposits in the region (Verkhnechonskoye, Chayandinskoye, Talakanskoye, Vakunai, Tympuchikanskoye, Ignyalinskoye and others).

The core samples were selected and common and special studies were performed by 25 producing wells of the Verkhnechonskoye field (Rosneft), as well as the 13 exploratory wells of the Ignyalinskoye, Vakunayskoye and Tympuchikanskoye fields (Gazprom Neft). The Early Cambrian Usol is characterized by the sea basin shallowing.

The data analysis of 3D seismic surveys (4500 km² area) gives grounds for assuming the transferring of saline waters through the carbonate part of the section along the vertical decompressed zones.

The use of the revealed analytical dependencies makes it possible to locate prospecting and exploration drilling wells as early as the processing and initial interpretation stage of 3D seismic data.

Key words: salinisation; salt rock; terrigenous rocks; Nepa arch; Verkhnechonskoye field; Vakunayskoye field; Tympuchikanskoye field; Ignyalinskoye field; coherency; sandstone; gravelstone; X-ray diffraction analysis.